

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Комплексный подход к борьбе с влиянием механических примесей в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири</b>

УДК 622.243:665.6-021.467(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Жиров Георгий Максимович		07.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		07.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		07.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			07.06.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		07.06.2020

Томск – 2020 г.

*Планируемые результаты обучения*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<b>Магистерской диссертации</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Жиров Георгий Максимович

Тема работы:

<b>Комплексный подход к борьбе с влиянием механических примесей в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-114/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020 г.
--	---------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования являются методы снижения влияния механических примесей на процесс добычи нефти. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, проектирования, содержания процедуры исследования, проектирования, проектирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение Анализ условий эксплуатации добывающих скважин в условиях повышенного выноса механических примесей Анализ технологических особенностей методов борьбы с механическими примесями и их влиянием на процесс добычи Выводы и обоснования задач анализа Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	Социальная ответственность Заключение
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	-
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Английская часть	Доцент, д.филол.н. Матвеевко Ирина Алексеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ условий эксплуатации добывающих скважин в условиях повышенного содержания механических примесей	
Технологические особенности борьбы с механическими примесями	
Комплексный подход к совершенствованию технологий борьбы с влиянием механических примесей на процесс добычи	
Social responsibility	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020 г.

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Жиров Георгий Максимович		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Жирову Георгию Максимовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Стоимость ресурсов научного исследования периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Затраты на проведение работ</li> <li>• Затраты на ремонт</li> <li>• Прибыль от продажи нефти</li> <li>• Налог на прибыль</li> <li>• Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов</li> <li>• Индекс доходности</li> </ul>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %;

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии периодической эксплуатации скважин	Расчет экономической эффективности методов борьбы с пескопроявлением - закачку предполимерного уретана и закачку песчано-цементной смеси
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
20.05.2020 г.	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		20.05.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Жиров Георгий Максимович		20.05.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ83	Жирову Георгию Максимовичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

### КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С ВЛИЯНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования — защита оборудования от механических примесей с помощью использования ингибитора
--	---

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>— организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.049-80. «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»; ГОСТ 19605-74 «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»; ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем».</p>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</li> <li>Воздействие шума.</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</li> <li>Давление в системах работающих механизмов.</li> <li>Поражение электрическим током.</li> </ol>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Анализ воздействия объекта на атмосферу (хроматы, фосфаты, полифосфаты, ортофосфаты).</li> </ol>

	<p>2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид–ион, нефтепродукты, метанол).</p> <p>3. Анализ воздействия объекта на литосферу (изъятие земель под объекты промысла, механическое нарушение почв, при строительстве объектов и химическое загрязнение земель при авариях).</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>1. а) Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.</p> <p>б) Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.</p> <p>2. Пропуск ингибитора в связи с нарушением герметичности соединений, как наиболее часто встречающаяся ЧС</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.06.2020 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		01.06.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Жиров Георгий Максимович		01.06.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.02.2020	<i>Анализ истории изучения выноса механических примесей в процессе добычи нефти</i>	15
20.03.2020	<i>Анализ причин и осложняющих факторов выноса механических примесей</i>	15
15.04.2020	<i>Анализ технологических особенностей борьбы с влиянием механических примесей на работу скважинного оборудования</i>	15
01.05.2020	<i>Формирование комплексного подхода к совершенствованию технологий борьбы с влиянием механических примесей</i>	25
20.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
01.06.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
07.06.2020	<i>Social responsibility</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		15.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		15.02.2020



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 143 страницы, в том числе 27 рисунков, 11 таблиц, 1 приложение. Список литературы включает 39 источников.

Ключевые слова: нефть, месторождение, скважина, механические примеси, фильтр механической очистки, сепаратор, ингибитор, электроцентробежный насос.

Объектом исследования является влияние механических примесей на процесс добычи.

Цель работы – исследовать методы борьбы с влиянием механических примесей на процесс добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены причины образования механических примесей, их влияние на работоспособность скважины, современные методы и технологии защиты продукта и оборудования.

Новизна проведенного исследования заключается в обобщении существующих данных и предложении комплексного подхода к решению проблемы влияния механических примесей на процесс механизированной добычи.

Область применения: данный подход целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, и характеризующихся высокой степенью механических примесей.

## **Обозначения, определения и сокращения**

НКТ– насосно - компрессорные трубы;

ПЗП– призабойная зона пласта;

ШГНУ– штанговая глубинная насосная установка;

ЭЦНУ– электроцентробежная насосная установка;

ФСЦ– фильтр скважинный щелевой;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ФСМ – фильтр сетчатый муфтовый;

ФСМП – фильтр самопромывной микропроволочный;

УПС – установка промывная скользящая;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ЦКС – цементно-карбонатная основа;

КФК – карбамидоформальдегидный концентрат;

МРП – межремонтный период;

СУ – система управления;

ПЧ – преобразователь частоты;

ПГДДТ – погружной глубинный датчик давления и температуры;

МП – механические примеси;

ПРС – подземный ремонт скважин;

АКН – агрегат сбора конденсата нефтепродуктов;

ППР – планово предупредительный ремонт;

## Оглавление

<b>РЕФЕРАТ .....</b>	<b>9</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>14</b>
<b>1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....</b>	<b>17</b>
1.1 Характеристика пескопроявляющих коллекторов.....	17
1.2 Причины выноса механических примесей .....	22
1.2.1 Приток пластовой воды .....	24
1.2.2 Величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости.....	28
1.2.3 Несоответствие выбора конструкции забоев скважин способам вскрытия.....	30
1.2 Анализ последствий выноса механических примесей.....	32
1.3 Современный зарубежный опыт борьбы с механическими примесями .....	35
<b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ .....</b>	<b>41</b>
2.1 Механические методы предупреждения пескопроявлений .....	43
2.1.1 Щелевые фильтры.....	45
2.1.2 Металлокерамические фильтры .....	46
2.1.3 Стеклопластиковые фильтры .....	47
2.1.4 Подвесные проволочные фильтры .....	48
2.1.5 Подвесные сетчатые фильтры.....	50
2.1.6 Гравийные фильтры .....	51
2.1.7 Проволочные фильтры с гравийной упаковкой.....	54

2.1.8 Сепаратор механических примесей .....	55
2.2 Оптимизация процесса добычи.....	57
2.2.1 Кратковременная – периодическая эксплуатация .....	57
2.2.2 Интеллектуальные скважины .....	62
2.3 Физико-химические методы предупреждения пескопроявлений .....	67
2.4 Химические методы предупреждения пескопроявлений.....	69
2.4.1 Составы для крепления ПЗП пескопроявляющих скважин на основе смол .....	69
2.4.2 Проницаемые тампонажные составы для крепления пескопроявляющих продуктивных пластов .....	71
2.5 Обзор современных существующих технологий .....	73
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ВЛИЯНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ .....	82
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	102
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	108
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	108
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	108
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	110
5.2 Производственная безопасность .....	111

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	112
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	114
5.3 Экологическая безопасность .....	118
5.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения .....	119
5.3.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения.....	120
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	126
Приложение А .....	130

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и природного газа всегда являлась формирующим звеном благосостояния Российской Федерации.

Постоянное стремление к увеличению количества добываемой нефти и газа влечет за собой увеличение количества применяемых к призабойной зоне пласта воздействий.

Все это приводит к ещё большему выносу механических примесей, которые в свою очередь побуждают компании все больше обращать своё внимание на методы предотвращения их негативного влияния на скважинное оборудование.

Механизированный способ добычи нефти является основным методом применяемым в нашей стране.

В таблице 1 приведены статистические данные распределения объема добываемой нефти в зависимости от способа эксплуатации скважин в Российской Федерации.

Таблица 1 - Статистические данные объема добываемой нефти в зависимости от способа эксплуатации

Способ эксплуатации	Фонд скважин, %	Добыча нефти, %
Установки ЭЦН	54	75
Установки ШГН	40	17
Газлифтный способ	2	2
Фонтанирующие скважины	3	5
Прочее	Менее 1	Менее 1

Приведенные данные свидетельствуют о том, что установки ЭЦН и ШГН являются наиболее распространенными способами добычи нефти. Затраты на ремонт возрастают пропорционально росту механизированного фонда добычи.

Механические примеси, а в частности, вызываемые ими отказы оборудования по причине засорения рабочих органов, являются основной проблемой данных способов эксплуатации [1].

Если говорить конкретно про установки электроцентробежных насосов,

то вынос механических примесей является главной причиной поломок и дефектов их конструкции.

Статистические данные, которые были собраны за последние годы на различных месторождениях, представлены в таблице 2.

Поломки электроцентробежных насосов, вызванные влиянием на них механических примесей, являются лидирующим фактором среди всех возможных, главные из которых – влияние процессов коррозии и солеотложения.

Таблица 2 – Влияние различных факторов на явление отказа работы электроцентробежного насоса

Осложняющий фактор	Доля от общего числа, %
Вынос механических примесей	40-55
Коррозия оборудования	15-20
Солеобразование	20-25

В таблице 3 приведены данные по осложненному фонду некоторых отечественных нефтедобывающих предприятий, в которых указана доля скважин с интенсивным выносом механических примесей (здесь следует учитывать, что на одной скважине может быть несколько видов осложнений).

Таблица 3 - Статистика по осложненному фонду скважин

Предприятие	Газпромнефть- Ноябрьск нефтегаз	Роснефть- Ставрополь нефтегаз	Роснефть- Пурнефтегаз	Томск нефть	Белкам нефть
Неосложненный фонд, %		37		25	37
Мех. примеси, %	32	73	74	14	31
Соли, %	25	20	24	10	
Коррозия, %		22	10	4	2
Парафины, %	37	11	33	3	74
Газ, %	23	16	39	20	
Температура, %			19	18	
Эмульсия, %					24

Цель работы – исследовать методы борьбы с влиянием механических примесей на процесс добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири.

1. Выявить влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи.
2. Проанализировать причины выноса механических примесей.
3. Провести выбор оптимального метода борьбы с выносом песка на месторождениях Западной Сибири.
4. Исследовать отечественные и зарубежные технологии борьбы с механическими примесями и разработать прототип наилучшего метода.

Объектом исследования являются методы снижения влияния механических примесей на процесс добычи нефти.

Научная новизна исследования заключается в обобщении разработок в области защиты оборудования скважины от механических примесей, обосновании эффективности применяемых методов.

Практическая значимость работы заключается разработке комплексного подхода к борьбе с влиянием механических примесей на процесс механизированной добычи нефти.



# **1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

Разрешение природного цементирующего материала, происходящее в процессе эксплуатации скважины, а также процессах освоения и испытания, является причиной выноса механических примесей из продуктивного пласта.

Как показывают исследования, проведенные в России и за рубежом, в процессе освоения, испытания и эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала.

## **1.1 Характеристика пескопроявляющих коллекторов**

Несцементированным считается пласт, не содержащий достаточного количества природного цементирующего материала, чтобы удержать слагающие породу зерна минералов во взаимном контакте в процессе притока нефти или газа к скважине. Такие характеристики присущи молодым осадочным породам третичного периода, например миоценового возраста.

Несцементированные породы классифицируются различной степенью консолидации. Отдельные виды песчаников имеют разную степень сцементированности. Порода продуктивного пласта может также изменяться, становясь менее сцементированной, в зависимости от дебита скважин, давления и других факторов.

Все породы охватываются диапазоном от хорошо сцементированных до полностью несцементированных. Тем не менее, применительно к поставленной задаче мы рассмотрим четыре основные типа пород: хорошо сцементированные, хрупкие, частично сцементированные и полностью несцементированные [1].

**Хорошо сцементированные породы** характеризуются сравнительно большим содержанием известковых или кремнистых минералов, связующих

отдельные зерна. Такие породы имеют относительно высокую прочность при сжатии и отличаются значительной сопротивляемостью перемещению отдельных зерен песка, так что они редко способствуют возникновению осложнений, обусловленных поступлением в скважину пластового песка.

**Хрупкие или полуустойчивые породы** выглядят как хорошо консолидированные. Обычно они хорошо сцементированы, легко разбуриваются, в том числе колонковым долотом, и, по-видимому, достаточно прочны, чтобы не возникали проблемы пескопроявления. Тем не менее, в скважинах, вскрывших такие породы, первоначально в течение небольшого периода времени нередко наблюдается поступление пластового песка. Поставка песка может начаться также после истощения коллектора или после прорыва воды в добывающую скважину.

**Частично сцементированные пласты.** Зерна песка в них скреплены мягкой глиной и илом. Чаще всего такие породы имеют низкую прочность при сжатии и ограниченную сопротивляемость фильтрации пластового флюида. Скважины, вскрывшие подобные пласты, бывают пескопроявляющими на протяжении некоторого периода их эксплуатации.

**Полностью несцементированные пласты** могут содержать большие количества связующих минералов и в то же время оставаться неконсолидированными. Целостность пласта может сохраняться за счет проявления небольших по величине сил сцепления и уплотнения пород. Следовательно, любое движение пластового флюида в направлении ствола скважины приводит к иммобилизации песка. Некоторые исследователи проводят классификацию пород по степени устойчивости (таблица 4).

Таблица 4 - Классификация пород по степени устойчивости

Степень устойчивости	Горные породы	Связь между зернами
Весьма неустойчивые	Рыхлые (пески, гравий, галечник)	Отсутствует

С изменяющейся устойчивостью	Плотные невысокой прочности, растворимые или размываемые буровым раствором (глинистые породы, каменная соль)	Сложная (исчезающая при насыщении водой)
Слабоустойчивые	Скальные, но раздробленные; обрекчированные (сцементированные брекчий или конгломератом, слабые песчаники, сланцы и угли)	Недостаточно прочная
Устойчивые	Породы высокой и средней твердости, монолитные или слаботрещинистые, не размываемые буровым раствором (граниты, диориты, базальты, кварциты, песчаники и т.д.)	Прочная

В глубоких скважинах, разрезы которых представлены мощными толщами глинистых формаций (глины, аргиллиты, алевролиты, мергели и глинистые сланцы), проблема устойчивости ствола имеет очень большое значение. Бурение таких скважин сопровождается образованием каверн, сужением ствола скважины, прихватами и сложностью сохранения керна.

Классификация несцементированных коллекторов представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Классификация неустойчивых коллекторов

Несцементированные пласты встречаются практически во всех основных нефтедобывающих регионах мира. С проблемами образования песчаных

пробок на таких месторождениях часто сталкиваются при строительстве морских скважинах, а также скважин, продуктивные пласты которых представлены молодыми формациями.

В этом отношении наибольшую известность: как на суше, так и на море получили месторождения на Северном побережье Мексиканского залива, в бассейне ЛосАнджелес, штат Калифорния (месторождение Уилменгтон), а также площади битуминозных песков в Канаде, в Индонезии, Нигерии, Венесуэле, Тринидаде и Тобаго. Значительные трудности связанные с пескопроявлением, отмечаются также на озере Маракайбо, шельфе Норвегии и других районах Северного моря, шельфе КНР, в районе Западного побережья Африки и в центральной части России.

Подобные залежи в Западной Сибири впервые были открыты на Русском месторождении в конце 60-х – в начале 70-х годов. Была проведена пробная эксплуатация, но вопрос о дальнейшей разработке залежи все еще остается открытым.

Впоследствии был открыт целый ряд пробных залежей на месторождениях: Антипаютинском, Барсуковском, Ваньеганском, Комсомольском, Мессояхском, Северо-Комсомольском, Тазовском, Харампурском и др.

Гранулометрический и литолого-минералогический анализ отложений на насосах, забойных осадков и механических примесей в устьевых пробах дает возможность определять природу и источник выноса механических примесей: разрушающийся коллектор, поверхностные загрязнения при некачественном ремонте скважин, плохая промывка забоя, вынос проппанта после ГРП. Важной характеристикой механических примесей в потоке перекачиваемой пластовой жидкости является гранулометрический состав, т. е. распределение частиц по размерам. Этот параметр позволяет кроме выявления природы выносимых частиц оценивать гидродинамические условия выноса и корректно подбирать оборудование и технологию борьбы с ними [2].

Анализ промысловых данных по месторождениям Западной Сибири дал следующее распределение гранулометрического состава механических примесей по пластам (рис. 2).

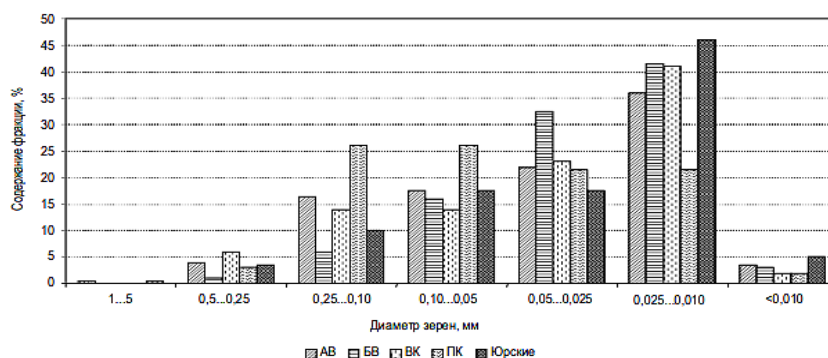


Рисунок 2 - Гранулометрический состав механических примесей по продуктивным пластам Западной Сибири

Гистограмма гранулометрического состава представлена на рис. 3.

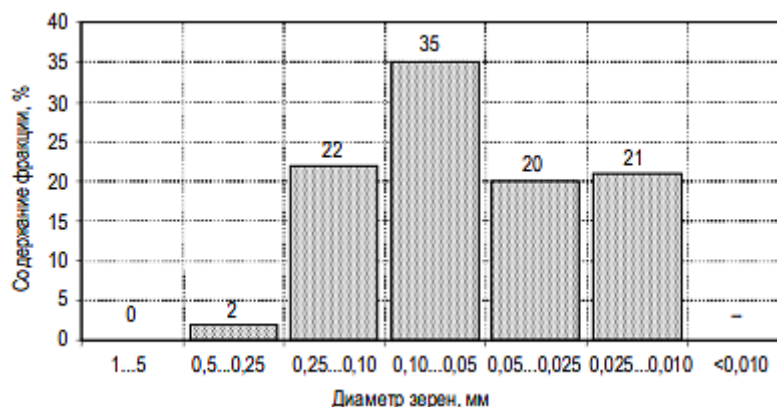


Рисунок 3 - Гистограмма гранулометрического состава

Минералогический состав мехпримесей из скважины представлен кварцем, гидроокислами железа, карбонатом, обломками пород, плагиоклазом и углефицированным материалом. Обломочные зерна кварца хорошо окатанные, с неровными краями, изометричной и таблитчатой формы. Размеры обломков изменяются от 0,02 до 0,5 мм. Гидроокислы железа выделяются по поверхности зерен. Карбонат образует мелкие (до 0,1 мм) и микрозернистые зерна (до 0,02 мм). Карбонат гранобластовый, с неровными извилистыми краями. Плагиоклаз образует изометричную форму. Обломки пород метаморфического комплекса.

Углистое вещество встречается небольшими скоплениями, размером до 0,05 мм.

## 1.2 Причины выноса механических примесей

Продуктивные коллекторы месторождений Западной Сибири, представленные терригенными отложениями, почти всегда содержат глинистый материал. Большинство месторождений имеют два типа цемента: глинистый и карбонатный с преобладанием первого. В продуктивных коллекторах мелового возраста содержание глинистого цемента в среднем колеблется от 1-1,5 до 8-9%. В продуктивных пластах юрских отложений содержание глинистого цемента возрастает до 20-25 %.

На рисунке 4 представлена схема основных причин разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка.



Рисунок 4 – Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка

Условно причины разрушения коллектора и выноса механических примесей можно разделить на три группы, в зависимости от условий их происхождения:

1. Геологические (особенность залегания продуктивного пласта, литология).
2. Технологические (условия вскрытия продуктивных пластов и условия эксплуатации скважин).
3. Технические (конструкция забоя).

К геологическим причинам разрушения коллектора можно отнести:

- пластовое давление и, соответственно, глубину залегания пласта;
- горизонтальную составляющую горного давления;
- сцементированность породы пласта;
- уплотнённость;
- проницаемость;
- фазовое состояние и характер добываемого флюида;
- характеристику пластового песка (угловатость, глинистость);
- проникновение подошвенных вод в залежь и последующее растворение цементирующего материала;
- длительность выноса песка.

К технологическим причинам можно отнести:

- величину репрессии и депрессии на пласт;
- дебит эксплуатируемой скважины;
- ухудшение естественной проницаемости, т.е. скин-эффект;
- фильтрационную нагрузку и нарушение капиллярного сцепления пластового песка.

К техническим можно отнести:

- конструкцию забоя скважины и его поверхность, через которую происходит фильтрация (открыты или закупорены перфорационные каналы, интервал вскрытия пласта и т.д.).

Обобщив данную информацию, можно сделать вывод, что причины возникновения механических примесей в продукции скважины складываются из

геологических условий, степени сцементированности пород пласта, и проведения технологических операций (бурение, ГРП, введение в эксплуатацию и т.д.) [2].

### **1.2.1 Приток пластовой воды**

Разрушение слабосцементированных коллекторов может происходить вследствие растворения и выноса цементирующего материала и проявления капиллярных сил в результате большого притока пластовой воды.

Прочность глинистого цемента – следствие геологических процессов, приводящих к обезвоживанию глинистых осадков. Вмешательство человека нарушает физико-химический баланс, существующий между глинистыми частицами и их окружением, при обводнении пласта состав жидкости в порах между песчинками меняется, глинистые частицы могут набухать, и как следствие, прочность глинистого цемента снижается.

Рассмотрим кратко некоторые аспекты механизма разрушения глинистых минералов, которые цементируют основу газоносного коллектора -кварцевый песчаник. На Уренгойском месторождении глинистый цемент состоит из каолинитов (43 %), иллитов (43 %), смектитов (12 %) и хлоритов (2%).

Указанные группы минералов (глин) состоят из отдельных пакетов плоских элементарных чешуек, наложенных друг на друга своими плоскими гранями. Отдельная элементарная чешуйка очень тонка, но имеет довольно большие длину и ширину. Накладываясь друг на друга, чешуйки могут образовывать агрегаты большой толщины. Чешуйки, соприкасающиеся своими силикатными слоями, не имеют жесткого сцепления друг с другом и легко могут быть отделены одна от другой. Установлено, что расстояние от основания одной частицы до основания соседней для воздушно-сухого натриевого бентонита равно около 0,98 нм, а для кальциевого или магниевое около 1,18-4-1,21 нм. Разница объясняется тем, что в кальциевом бентоните между частицами имеется один слой молекул воды, в то время как у натриевого бентонита такой слой отсутствует.



Ион натрия, имеющий низкую энергию гидратации, не может адсорбировать воду так же легко, как ион кальция, обладающий более высокой энергией гидратации. Если поместить натриевый и кальциевый бентониты сначала в атмосферу воздуха с постепенно увеличивающейся влажностью, а затем в воду, то расстояние между частицами будет увеличиваться в соответствии с числом слоев воды, адсорбированных глинистыми частицами. Для кальциевого бентонита расстояние между соответствующими поверхностями соседних частиц достигает максимума 1,5-1,8 нм, если частицы под действием механических усилий не разделяются. При гидратации натриевого бентонита в условиях высокой относительной влажности, близкой к полному насыщению, межплоскостное расстояние увеличивается до 1,25 нм.

При погружении натриевого бентонита в воду катион натрия стремится отделить частицы одну от другой, и в таких условиях межплоскостное расстояние увеличивается до 4,0 нм.

Первой стадией механизма адсорбции влаги является гидратация обменных катионов. Если обменные катионы представлены катионами кальция или магния, то на их гидратацию требуется 6 молекул воды; на гидратацию иона лития - 3 молекулы воды или меньше; катионы натрия, калия и водорода не гидратируют.

Второй стадией процесса является гидратация поверхности силикатных слоев. Вода, гидратирующая эту поверхность, связана с глинистой частицей менее прочно, чем вода, идущая на гидратацию обменных катионов. Если влажность воздуха растет или бентонит помещен в воду, то вслед за первым слоем молекул воды, примыкающим к поверхности частицы, могут образовываться дополнительные слои гидратационной воды. Максимальное количество воды, адсорбированное глинистыми частицами, определяется, вероятно, расстоянием между поверхностью силикатного слоя частицы и обменным катионом.

Степень гидратации различных бентонитов зависит от того расстояния, на которое катионы удаляются от плоских граней глинистых частиц. Когда обменный катион прочно адсорбирован частицей, как в кальциевом или водородном бентоните, стремление катиона разделять соседние частицы мало. Было установлено, что такие глины, даже будучи помещенными в воду, адсорбируют небольшое количество воды, достаточное лишь для того, чтобы межплоскостное расстояние частиц достигло 1,5-1,7 нм. Если обменные катионы обладают высокой способностью к диссоциации (например, в натриевом или литиевом бентоните), то диссоциация приводит к увеличению расстояния между частицами. Последнее, наряду с легким перемешиванием, может привести к полному отделению элементарных частиц друг от друга. При гидратации натриевого бентонита чешуйки его отодвигаются друг от друга на значительное расстояние, вплоть до полного отделения индивидуальных частиц, покрытых слоями гидратационной воды, толщина которых пропорциональна расстоянию от поверхности частицы до катиона, компенсирующего отрицательный заряд глинистой частицы.

Действие капиллярных сил проявляется иначе. Остаточная вода занимает в порах несцементированного песка пространства так называемых пендулярных колец, окружающих точки контактов смежных песчинок. Межфазное натяжение  $\sigma$  и кривизна мениска поверхности между водой и окружающей углеводородной жидкостью (или газом) создают капиллярное давление, которое приводит к взаимному прижатию контактирующих песчинок. Величина капиллярного давления определяется известной формулой Плато:

$$P_k = \sigma * \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  - главные радиусы кривизны.

Сила капиллярного притяжения двух песчинок друг к другу определяется выражением:

При увеличении водонасыщенности пор размеры и форма пендулярных колец меняются, как показано на рисунке.

$$F = \pi * R_2^2 * P_k = \pi * R_2^2 * \sigma * \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2)$$

При этом радиус кривизны  $R_1$  увеличивается быстрее, чем радиус кривизны  $R_2$ , и величина разности в скобках в формуле (2) уменьшается. Соответственно ослабляется и сила капиллярного притяжения смежных песчинок, а в условиях достаточно высокого водонасыщения она может вообще исчезнуть.

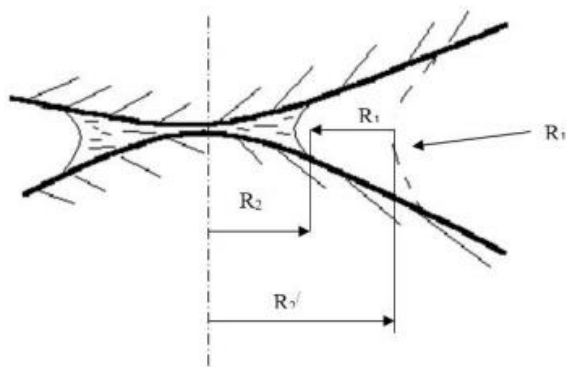


Рисунок 5 – Механизм сцепления песчинок под действием капиллярных сил

При фильтрации дизтоплива наблюдается определенная прочность песка, а при фильтрации воды водонасыщенность пористой среды возрастает, силы капиллярного сцепления между песчинками исчезают и как следствие, интенсивно выносится песок.

Слабосоленый раствор легко проникает к пендулярным кольцам, увеличивая их размеры и снижая капиллярное сцепление песка. Вязкие жидкости, имеющие низкую фильтруемость, в меньшей степени повышают водонасыщенность, в зонах еще не размытого песка. В этом случае

капиллярное сцепление сохраняется и, соответственно, снижается количество вымытого песка.

Основываясь на приведенном механизме гидратации и диспергирования цементирующих газоносный песчаник глинистых минералов, а также действию капиллярных сил, можно утверждать, что эти процессы могут быть определяющими в разрушении продуктивных коллекторов при поступлении воды.

### **1.2.2 Величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости**

Основной причиной разрушения призабойной зоны является завышенная величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. Давление и величина скорости фильтрации определяются расстоянием рассматриваемой точки поля от оси скважины.

В процессе строительства скважины гидростатическое давление столба промывочной жидкости уравнивает напряжение в призабойной зоне и способствует сохранению устойчивости стенок скважины.

При вызове притока (эксплуатации скважины) равновесное состояние системы скважина-пласт нарушается, происходит разрушение и пластическое течение рыхлых пород, усиливающееся фильтрационными процессами при перемещении пластовой жидкости к забою.

При больших значениях дебитов растягивающие усилия приводят к разрушению забоя и выносу частичек породы из скважины (или скоплению их на забое). Очевидно, чем выше дебит скважины, тем больше перепад давления на забое скважины и радиус возмущенной зоны и выше напряжения в нефтеносных горизонтах. При достижении критических растягивающих напряжений, превышающих пределы упругости пород, возможно разрушение пород с последующим выносом песка в ствол скважины [3].

Показано, что при длительном нагружении горных пород, наблюдается явление статической усталости, приводящее к постепенному разрушению

материала коллектора. Наличие зависимости прочности от времени при статической нагрузке, получившая название статической усталости, отмечалось многими исследователями. В этой связи многие нефтяные, газовые, газоконденсатные и водозаборные скважины оборудуют фильтрами различных конструкций. Их наличие приводит к перераспределению напряжений в призабойной зоне, увеличению гидравлических сопротивлений, повышению устойчивости пород призабойной зоны усталостным разрушениям, снижению пескопроявлений и т.п.

Механизм разрушения слабосцементированного коллектора рассматривают как отрыв от поверхности образца частиц породы, имеющих форму конуса, вершина которого в процессе размыва перемещается в сторону, противоположную направлению фильтрации. В основе теоретических предположений лежит гипотеза о том, что напряженное состояние в призабойной зоне создается весом вышележащих пород, давлением жидкости и напряжением в скелете породы:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{пл}} + \sigma_{\text{ск}} \quad (3)$$

где  $P_{\Gamma}$  – суммарное горное давление, МПа;

$P_{\text{пл}}$  – давление пластового флюида, МПа;

$\sigma_{\text{ск}}$  – напряжение в скелете породы, МПа.

Направление нормальных напряжений в скелете породы  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  зависит от геологических и топографических условий залегания пласта.

Коэффициент бокового давления  $K = \sigma_1 / \sigma_3$  представляет собой отношение вертикальных и горизонтальных напряжений. Значение нормальных и касательных напряжений определяется по теории прочности О. Мора.

В связи с тем, что при вскрытии продуктивного пласта появляется свободная поверхность, в пристволенной зоне изменяются все три компоненты давления, приводящие к деформации порового коллектора и изменению его фильтрационных свойств.

Прочность пород на сжатие понижается в несколько раз при воздействии на продуктивный коллектор неминерализованным фильтратом промывочной жидкости. Проведенный под наблюдением Г.Т. Овнатанова несложный эксперимент с керновым материалом Русского месторождения показал, что образцы нефтенасыщенного керна, погруженные в стаканчик с водопроводной водой без обработки и с обработкой ПАВ ОП - 70,2 % (масс), через сутки полностью подобный образец керна в нефти этого месторождения сохранил свою структуру. Отсюда сделан вывод о вредном влиянии фильтрата применяемых промывочных жидкостей на прочностные свойства коллектора и поставлен вопрос о необходимости вскрытия продуктивных отложений, безводными растворами на нефтяной основе для предотвращения пескопроявлений в дальнейшем.

### **1.2.3 Несоответствие выбора конструкции забоев скважин способам вскрытия**

Существующие способы перфорации обсадных труб против продуктивных пластов приводят к разрушению цементного камня, причем в значительном удалении от вскрываемых участков, что ведет к обводнению скважин и выносу песка даже в устойчивых коллекторах. При многократных залпах перфораторов при вскрытии пластов кумулятивными снарядами происходит встряхивание обсадной колонны, что приводит к отслаиванию цементного камня от нее, и кроме того, зачастую к разрушению обсадной колонны.

Образование продольных трещин в колонне, нарушение целостности цементного камня, нарушение плотности контакта цементный камень – порода, цементный камень – обсадная колонна приводят к выносу песка и образованию песчаных пробок.

Кроме того, при освоении скважин, как правило, производятся стимулирующие обработки призабойной зоны продуктивных горизонтов проведением соляно-кислых обработок (СКО), гидроразрыва пласта (ГРП),

имплозионного воздействия и т.д. Характерной особенностью этих операций является создание высоких избыточных давлений на призабойную зону продуктивных пластов – депрессий и репрессий. Депрессии при этом достигают 15-20 МПа, а репрессии 30-50 МПа. Воздействие столь высоких гидродинамических нагрузок на элементы крепи и фильтр скважины – один из главных факторов нарушения герметичности разобщения пластов в заколонном пространстве, возникновение заколонных и межпластовых перетоков пластовых флюидов, прорыва подошвенных вод к забою скважины, обводняющих добываемую продукцию и вынос песка.

Результаты опытов, проведенных как в лабораторных условиях, так и в скважинах показывают, что при перфорации колонн, как пулевым залповым перфоратором, так и корпусным кумулятивным перфоратором (ПК-103) внутри колонны в интервале перфорации образуются мощные гидравлические удары (280 МПа и более). Причем мгновенное действие этих ударов приводит не только к разрушению цементного камня, но зачастую, и к разрушению обсадной колонны [3].

В таблице 5 приводятся сведения о влиянии перфораций на целостность патрубков из 146 мм обсадных труб.

Кроме указанного, при этих способах перфорации возникают аварии из-за прихвата перфорационных снарядов, из-за малого зазора между диаметром снаряда и внутренней стенкой обсадных труб, особенно при перфорации летучек, хвостовиков, а также эксплуатационных колонн при капитальном ремонте скважин.

Таблица 5 - Данные о влиянии перфорации на целостность патрубков

Исследователи	Тип перфоратора	Количество исследованных патрубков	% разрушенных патрубков
Пигров В.М. и др.	АПХ	602	39

Денисов Г.Г.	ПКР-55	1	100
	ПК-103	1	100
	ПКС-105	1	100
Абрамян С.Д. и др.	АПХ-98	1	100
	ТПК-22	1	100
Гусейнов М.А. и др.	ПК-103	19	15
	АПХ-98	19	25
	ПБ2-100	19	30
	ПКС-105	19	100

Таким образом, рассматривая работу колонны во взаимосвязи с цементным кольцом и окружающими горными породами, можно сделать вывод, что применение этой конструкции в скважинах со слабосцементированными коллекторами почти всегда сопряжено с пескопроявлением.

## 1.2 Анализ последствий выноса механических примесей

Последствия выноса песка представлены на рисунке 6.

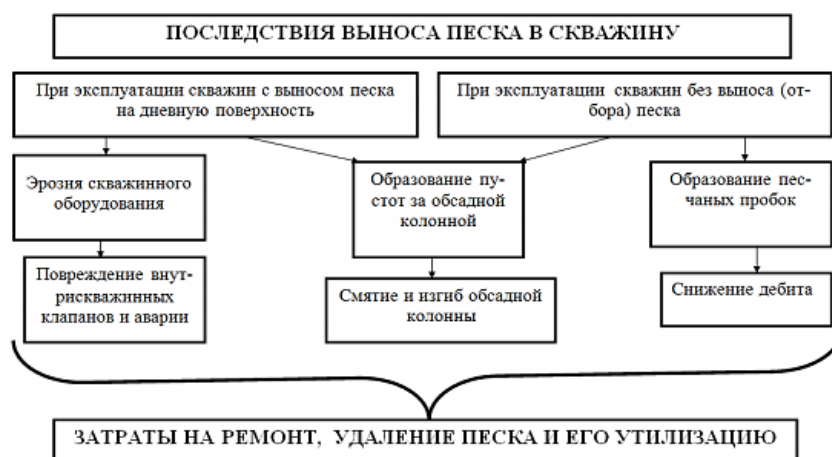


Рисунок 6 – Последствия выноса песка в скважину

Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Самым печальным образом его воздействие сказывается на узлах УЭЦН. Эксплуатация



УЭЦН в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1% в течении 10 – 15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колос, ступицы, уплотнения, текстолитовые шайбы, пята, вал. Интенсивный вынос песка ведет так же к образованию песчаных пробок и полному прекращению подачи.

Мехпримеси способствуют снижению гидродинамических характеристик скважины за счет кольматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины. Засорение, увеличение вибрации и более интенсивный износ ЭЦН с порчей дорогостоящего оборудования приводит к трудоемким и дорогим ремонтам как скважин, так и самих установок, а в итоге — к значительным финансовым потерям и простоям скважин. Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП - от 200 до 10000 мг/л. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса. Согласно известным статистическим данным, собранным за последние годы для различных месторождений, процентная доля поломок электроцентробежных насосов от механических примесей намного превосходит влияние других факторов [3, 13].

Проблема механических примесей осложняет не только эксплуатацию насосного оборудования для добычи нефти. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению. Благоприятные условия для

абразивного износа выносимым из скважины песком существуют в штуцерах фонтанных и газоконденсатных скважин. Штуцера из легированных сталей разъедаются песком в течение 1,5-2 сут, а в отдельных случаях в течение часов.

Песок, выносимый из скважин, попадает в промысловую систему нефтегазосбора, забивая сборные трубопроводы, на групповые замерно-насосные установки, забивая замерные узлы, сепараторы, клапаны, а также на установки подготовки нефти или конденсата, забивая технологические емкости и резервуары.

При образовании песчаных пробок на забое скважин, снижается дебит скважин, или скважина полностью прекращает подачу продукции. Тогда требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины.

Уменьшение межремонтного периода основных средств, ремонт или покупка нового оборудования способствуют повышению себестоимости добываемой нефти и снижению рентабельности производства.

Песок может эродировать и выводить из строя внутрискважинные предохранительные клапаны. Повреждение этих механизмов может стать причиной смертельных случаев и серьезного экономического ущерба, особенно в морских условиях и труднодоступных местах.

Эксплуатация скважин с выносом пластового песка на поверхность может способствовать образованию пустот за обсадной колонной, оставляя трубы без поддержки. Затем, в результате опускания и подвижек пластовой породы может развиваться неравномерное распределение сжимающей нагрузки на обсадную колонну, что ведет к ее смятию и изгибу. Вынос в скважину части пластового материала может привести к тому, что порода менее проницаемых пропластков заполнит пространство вокруг обсадной колонны, в результате произойдет значительное и необратимое снижение дебита [3, 14].

Удаление песка может быть сопряжено с большими затратами, особенно в операциях на море, если этот песок загрязнен нефтью.

Следовательно, вынос песка из пласта в скважину и на поверхность может оказаться чрезвычайно дорогостоящим и потенциально опасным.

### **1.3 Современный зарубежный опыт борьбы с механическими примесями**

#### **Weatherford**

Впервые технология использования щелевых расширяющихся фильтров ESS была применена в конце 90-х гг. XX века компанией Weatherford. К 2009 г. зафиксировано уже более 570 внедрений ESS с отказами на начальной стадии эксплуатации менее 5 %. Заканчивание необсаженных скважин по данной технологии по сравнению с традиционными методами имеет ряд преимуществ, главные из которых – это хороший средний скин-фактор 0,3 и высокая надёжность.

Другие преимущества, такие, как большая площадь, открытая для фильтрации, и регулируемый контакт ESS со стенками скважины, обеспечивают функциональность гравийной упаковки, которая сочетается с эксплуатационной простотой стандартных механических фильтров.

На сегодняшний день опубликовано большое количество результатов исследования производительности ESS в скважинах разнообразных типов: вертикальных, горизонтальных, газовых, газоконденсатных, нефтяных и нагнетательных.

На Бригантинском месторождении (Brigantine), которое представляет собой небольшое газовое месторождение на шельфе, расположенное в южной части Северного моря, три скважины были закончены с применением технологии расширяющихся щелевых фильтров, что сократило срок заканчивания на 32 дня (по сравнению с проектным) и сэкономило 13,5 млн. дол. При этом продуктивность скважин оказалась на 23...40 % выше ожидаемой.

На месторождении Ксинянг (Xijiang) в Китае, которое находится на поздней стадии разработки с высокой обводнённостью, ESS был установлен в ряде скважин, включая многоствольные. Каждый ствол давал продукцию в 2...3 раза больше, чем при альтернативных способах заканчивания скважин с менеджментом пескопроявления, таких, в частности, как технология Frac&Pack и гравийные упаковки.

### **Perenco**

Раздвижные противопесочные фильтры – относительно новые устройства борьбы с выносом песка. Их достоинствами при заканчивании открытым стволом являются простота установки и, поскольку в них нет фильтрующего материала, обеспечение низкого скин-фактора. Эти характеристики делают раздвижные фильтры эффективным средством в борьбе с поступлением песка, что показал пример континентального месторождения Ниунго (Niungo) в Габоне, где требуется предотвращение выноса песка из сильно разуплотненного пласта песчанника с проницаемостью от 0,5 до 2 дарси.

В ходе освоения месторождения продолжительность межремонтного периода насосов в нескольких скважинах снизилась.

Ошибочно считая, что имеющаяся система предотвращения выноса песка повреждена, инженерами компании Perenco было принято решение установить фильтр MeshRite на нержавеющей стали внутри поврежденного фильтра на нержавеющей стали, используя установку для спуска в скважину под давлением.

Истинной причиной снижения добычи являлась невозможность достаточно крупных частиц песка пройти через 230-микронный сетчатый раздвижной противопесочный фильтр.

После установки фильтра MeshRite скважина медленно вводилась в эксплуатацию в соответствии с рекомендациями поставщика фильтра. В последующие шесть месяцев добыча достигла объема, полученного за первые 18 месяцев эксплуатации скважины.

## **Chevron**

Компания Chevron успешно использовала системы заканчивания без фильтров, поставленные компанией Schlumberger, в шести скважинах на месторождении в Мексиканском заливе, находящемся на поздней стадии разработки, и значительно увеличила доход от своих капиталовложений.

Все внутрискважинные работы проводились без использования буровой установки. Применялась оптимальная методика перфорирования с укрепления пласта смолой K300 и концевым экранированием.

Смола, использовавшаяся для ремонта шести скважин компании Chevron в Мексиканском заливе, действует через реакции полимеризации при закачке в околоскважинную зону рыхлых или нецементированных пластов. Смола затвердевает и становится твердой пластической массой, связывающей свободные части песка.

Для дополнительной стабилизации околоскважинной зоны потребовалась обработка с ингибитором мелких частиц, который включает три жидкости – поверхностно-активное вещество, мономер и инициатор – и предназначен для закачки после кислотной обработки. Он оставляет очень тонкую пленку, покрывающую частицы песка, и эффективно подавляет подвижность мелких частиц, связывая их с поверхностью породы.

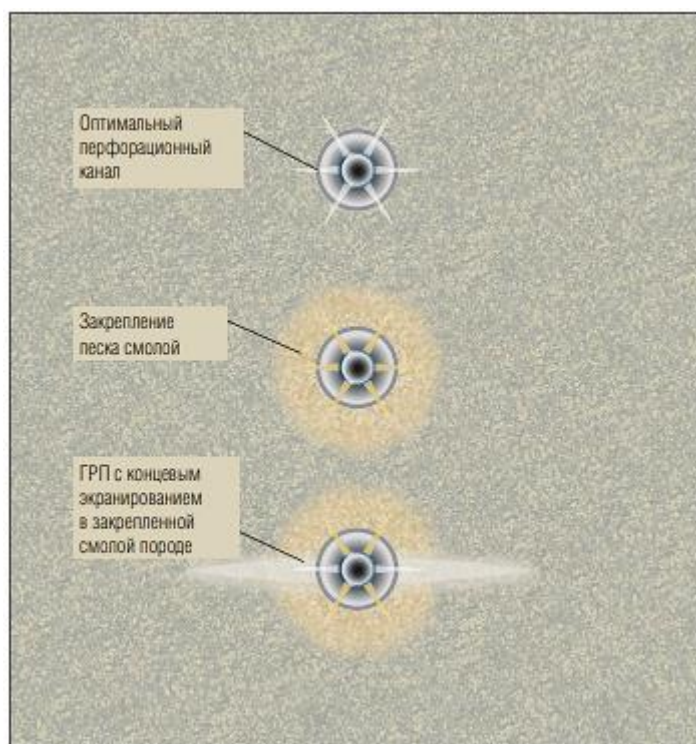


Рисунок 7 – Внутрискважинные работы без использования буровой установки

## Shell

Месторождение Бижупира (Bijupira) в бассейне Кампус (Campos) у побережья Бразилии, разрабатываемое компанией Shell, - первое шельфовое месторождение в стране, оператором которого является иностранная компания. Первая нефть на месторождении была получена в августе 2003 г. К 2004 г. добыча вышла на постоянный уровень около 50000 барр./сутки, а затем снизилась до 15000 барр./сутки менее чем через 2 года. На месторождении пробурено семь добывающих скважин, но основная добыча осуществлялась только на трех. Все они давали практически безводную нефть при обводненности менее 10%. Общий объем добычи из этих трех скважин упал с пиковых 40000 барр./сутки до 8000 барр./сутки.

Первоначально полагали, что такой быстрый спад добычи связан с увеличением обводненности и снижением дебита. Но к концу 2004 г. регулярный мониторинг скважин подтвердил, что такие спады добычи не связаны со снижением пластового давления из-за наличия разобщения зон.

Анализ, проведенный инженерами компании Shell и Schlumberger, показал, что скважины оказались повреждены. Рассмотрев множество возможных причин, специалисты пришли к выводу, что наиболее вероятной причиной этого являлась миграция пластовых частиц через гравийные набивки с неправильно выбранным размером зерен. Пластовые частицы проходили сквозь такие набивки общей длиной более 600 метров и забивали противопесочные фильтры.

Было принято решение провести двухступенчатую обработку скважин, с учетом также варианта возможного наличия отложений.

Первоначально проводилась обработка закачкой растворителя отложений (сульфата бария) через колонну ГНКТ, а затем – кислотная обработка для удаления мелких частиц из скважинных фильтров с гравийной набивкой и из гравийной набивки в прискважинной зоне.

Также, с целью увеличения шансов равномерно обработать ствол по длине гравийных набивок и оптимально очистить противопесочные фильтры, использовалась система струйного удаления отложений Jet Blaster, спускаемая в составе забойной компоновки колонны ГНКТ.

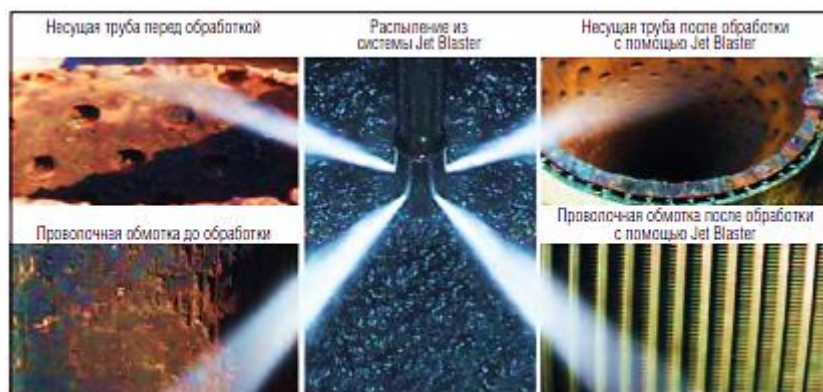


Рисунок 8 – Система Jet Blaster

С помощью программного комплекса системы струйного удаления отложений Jet Advisor было проведено моделирование для определения самых подходящих давлений и расходов, чтобы обеспечить оптимальные режимы давления и потока, а также постоянную скорость вращения струйных сопел.

Кроме того, для проверки сил и напряжений в колонне ГНКТ и гидродинамических условий в стволе использовалась программа планирования и оценки ГНКТ CoilCADE.

С помощью программы геохимического моделирования Virtual Lab были оценены возможные повреждения пласта, вызываемые вторичными и третичными реакциями между всеми используемыми компонентами.

После очистки ствола были проведены испытания, показавшие, что продуктивность всех трех скважин возросла примерно в 10 раз. К маю 2007 г. проведенные обработки обеспечили получение дополнительных 2 млн. барр. нефти, а испытания на скин-эффект подтвердили отсутствие каких-либо признаков миграции мелких частиц.



## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ**

Решение о том, как бороться с МП, всегда принимаются с учетом экономической целесообразности. При выборе методов борьбы с МП необходимо учитывать:

1. Затраты на ремонт нефтепромыслового оборудования и на проведение ПРС для двух случаев: есть применение и нет применения защитных устройств;
2. Затраты на внедрение и эффективность применения различных методов задержания МП.

Изучение промыслового опыта показывает, что в настоящее время наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются создание новых конструкций забоев скважин и способов вторичного вскрытия продуктивных пластов. Это:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные и др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.);
- оптимизация процесса добычи.

Основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 – Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами

Следует отметить, что пескопроявления могут играть и положительную роль, но только в том случае если при эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород, вынос песка и частичек разрушенных пород приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны, а следовательно, к увеличению дебита скважин.

С этих позиций существующие методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две большие группы:

- методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
- методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта.

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование [4, 15].

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

## 2.1 Механические методы предупреждения пескопроявлений

К механическим методам относится установка на забое скважины механических фильтров и сепараторов различной конструкции.

Фильтр - это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид и иметь при этом минимальное гидравлическое сопротивление, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита. В этой разновидности методов борьбы с песком наиболее важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Крайне важны также и другие параметры, например, характеристики гравия, степень уплотнения и качество материала, конфигурация щелей и конструкция фильтров. Фильтры используются уже почти 60 лет [5].

К основным типам конструкций фильтров можно отнести следующие:

- 1) Сетчатые фильтры.
- 2) Проволочные фильтры.
- 3) Щелевые фильтры.
- 4) Гравийные фильтры.

Существует четыре основные технологии оборудования скважин фильтрами:

- Оборудование забоя скважины колонной с отверстиями и заглушками;
- Оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами с гравийной набивкой;

- Создание гравийных фильтров в вырезанном продуктивном участке эксплуатационной колонны "суперколлекторе" в процессе проведения капитального ремонта;
- Оборудование скважин гравийными фильтрами в процессе заканчивания их бурением. При использовании данного способа продуктивный интервал не перекрывают обсадной колонной. Скважина работает с открытым стволом, в расширенном интервале "суперколлектора" которого установлен гравийный фильтр.

Использование фильтров имеет ряд общих недостатков [5]:

- Засорение фильтра механическими примесями (песок, ил) приводит к снижению дебита скважины;
- Бактериологическое зарастание фильтров вызывает их коррозию и приводит также к снижению дебита скважины;
- Установка таких фильтров не предотвращает разрушения пород продуктивного пласта;
- Проволочные и сетчатые фильтры недолговечны, быстро разрушаются под воздействием агрессивных пластовых флюидов;
- Использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией. Применение такой схемы предполагает сначала спуск и посадку пакера, затем спуск уэцн, что сопряжено с повышенными затратами на подземные работы;
- Очистка фильтра требует подъема уэцн, глушения скважины, которое, как правило, приводит к снижению потенциального дебита;
- Стоимость самих фильтров и их эксплуатация сравнимы со стоимостью УЭЦН.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в газонефтепромысловой

практике, показал, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Обладать необходимой механической прочностью и достаточной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;
- Обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозионную устойчивость пород в призабойной зоне;
- Позволять проводить механическую или химическую очистки фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

### **2.1.1 Щелевые фильтры**

Щелевые фильтры самые дешевые и представляют собой фрагмент трубы с прорезями (щелями) горизонтального или вертикального направления (рисунок 10).

Фильтры с горизонтальными щелями оказывают хорошее сопротивление радиальным нагрузкам, которые возникают при захвате их ловильным инструментом при извлечении из скважины. При изгибе ширина щелей может увеличиваться или уменьшаться на выпуклой и вогнутой сторонах дуги. Кроме того, они имеют низкую прочность на растяжение и поперечный изгиб. Поэтому наиболее эффективно применение фильтров с вертикальными и горизонтальными щелями одновременно [17].

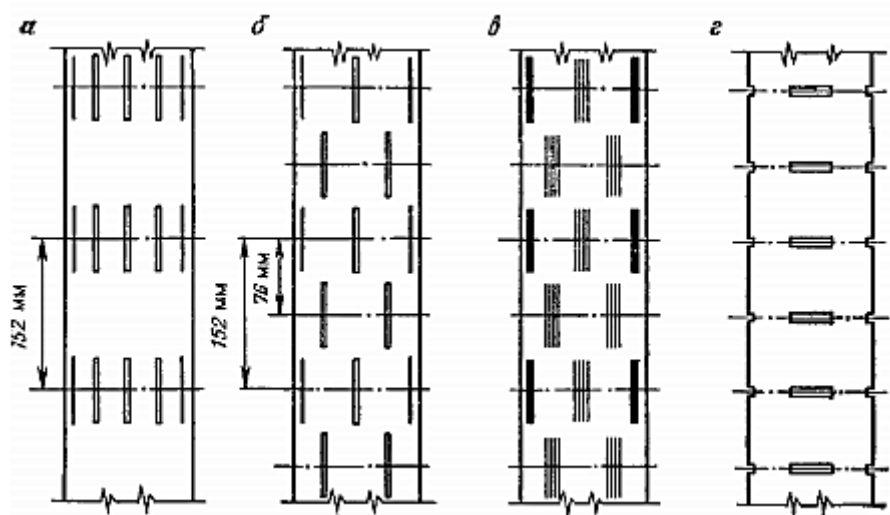


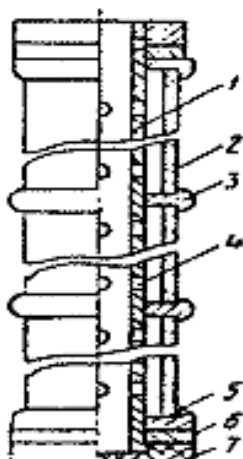
Рисунок 10 – Виды щелей в фильтрах

а - щели, расположенные рядами; б - щели, расположенные в шахматном порядке; в - двойные щели, расположенные в шахматном порядке; г - горизонтальные щели.

Щелевые фильтры в сравнении с проволочными имеют сравнительно малую входную площадь. Трудности с нарезанием щелей машинным способом шириной 0,5 мм и меньше существенно ограничивают возможность снижения их ширины. Существенным недостатком этих фильтров является подверженность коррозии, поскольку трубы, из которых они изготовлены обычно из малоуглеродистой стали. Недостаток щелевых фильтров заключается в сложности извлечения их фильтров на поверхность и, кроме того, они снижают продуктивность скважины [7, 16].

### 2.1.2 Металлокерамические фильтры

Металлокерамические скважинные фильтры (МКСФ) изготавливают методами порошковой металлургии. Они способны задерживать твердые частицы любого заданного размера. Эти фильтры имеют высокую прочность и коррозионную стойкостью и выдерживают значительные перепады температур и давлений. При эксплуатации их пропускная способность, как и у других фильтров, снижается, но восстанавливаются до начального уровня при обратной промывке.



- 1 - перфорированная труба;
- 2 - металлокерамический фильтроэлемент ТЭП-600;
- 3 - защитные кольца;
- 4 -отверстия;
- 5 - прокладка;
- 6 - контргайка;
- 7 - заглушка фильтр

Рисунок 11 – Скважинный металлокерамический фильтр

МКСФ собирают из отдельных секций. Каждая секция состоит из металлокерамического элемента и перфорированной трубы между которыми имеется зазор около 5 мм. Через каждые четыре металлокерамических элемента устанавливают центрирующие кольца для сохранения этого зазора. Одновременно эти кольца предохраняют фильтрующие элементы от разрушения при спуске фильтра в скважину и служат и направляющими, так как центрируют фильтр в стволе скважины [7].

### 2.1.3 Стеклопластиковые фильтры

Стеклопластики это композиционные материалы, арматура которых выполнена в виде стеклянных нитей - наполнителей, обеспечивающих прочность и жесткость системы, а полимерное связующее предназначено для создания монолитного материала и формируемости. В качестве связующего материала используют эпоксидно-диановую смолу. В качестве фильтрационных слоев, предназначенных для очистки газа от механических примесей, используют сочетание сухого стеклоровинга с технической оксалановой тканью – углеродным материалом.

Недостатком стеклопластиковых фильтров является их хрупкость. При прямом воздействии струи газа с песком против перфорационных отверстий

происходит разъедание фильтров. Возникают проблемы и при извлечении их из скважины. НКТ извлекались из скважин, как правило, с оставлением фильтрующих элементов. Для освобождения забоя фильтрующие элементы необходимо разбуривать. Размочаленное тело фильтрующего элемента наматывалось на фрез, им создавался сальник, в результате чего происходил прихват бурильного инструмента. Такое осложнение увеличивает продолжительность проведения капитального ремонта, что приводит к удорожанию ремонта в 2 - 3 раза [16].

#### **2.1.4 Подвесные проволочные фильтры**

Основным элементом проволочных фильтров является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящий из параллельных стержней. На заре своего применения проволока для фильтра имела круглое сечение. Это часто приводило к тому, что при контакте с породой щели между обмотками проволоки заполнялись твердыми частицами, которые вызывали расклинивающий эффект, способствующий уплотнению породы и закупорке фильтра. Со временем конструкция проволочных фильтров претерпела изменение: вместо круглого сечения стали использоваться треугольные профили проволоки, причем одна из вершин треугольника направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне [7].

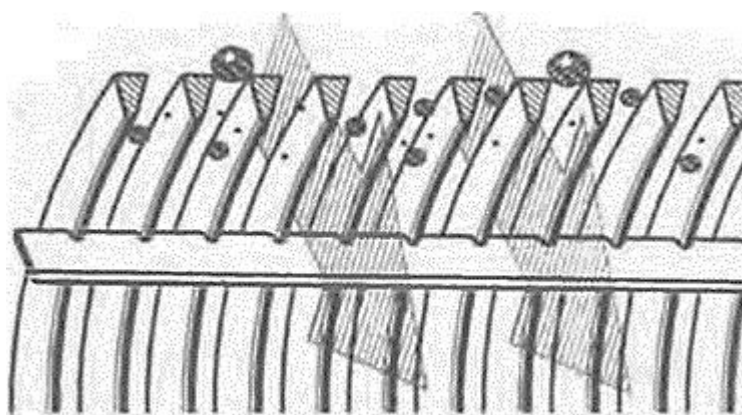


Рисунок 12 – Решётка фильтра с треугольным профилем



В процессе откачки пластовой жидкости с твердыми частицами поверхность таких щелей не способствует цементации и уплотнению породы, а напротив, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

Один из первых проволочных фильтров был разработан в 1952 г. Ф.С. Бояринцевым. С тех пор проволочные фильтры существенно изменились. Прежде всего, круглое сечение проволоки стало фигурным. Поверхность образуемой щели, контактирующая с породой, имеет форму клина. При откачке щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы, закупорке фильтра.

По сравнению с щелевыми фильтрами проволочные менее подвержены эрозионному и коррозионному разрушению. Они имеют более высокую пропускную способность по сравнению с щелевыми, но дорогостоящи. Наибольшую пропускную способность имеют проволочные фильтры с подкладными ребрами и с приваркой проволоки во всех точках контактов, а проволочные фильтры с обмоткой непосредственно на трубе имеют наименьшую пропускную способность из всех видов проволочных фильтров на трубчатом каркасе.

Проволочные фильтры с точечной сваркой во всех местах контактов изготавливаются из проволоки без высаженных утолщений, что позволяет использовать проволоку меньшего диаметра. Проволока приваривается контактной сваркой в каждом месте ее контакта с подкладным ребром. Пропаиваемые продольные полосы или валик приварки в этом случае не требуются, поэтому получается увеличенная входная площадь. Проволочная обмотка образует прочную структуру благодаря большому числу точек приварки, и проволочный фильтр остается неповрежденным, даже если проволоки порвались при извлечении фильтра или вследствие эрозии. Благодаря применению контактной сварки фильтр остается неповрежденным,

даже если проволока частично срезается во время спускоподъемных операций или подвергается эрозии [8,16].

### 2.1.5 Подвесные сетчатые фильтры

В сетчатых фильтрах фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки. Данные фильтры позволяют задерживать достаточно мелкие частицы (до 50 мкм и менее), поэтому довольно часто применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень очистки скважинной продукции (см., например, фильтр тонкой очистки).

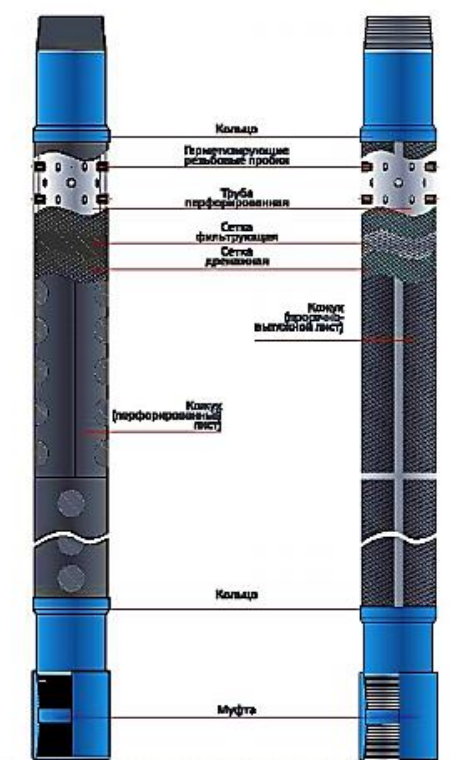


Рисунок 13 – Конструкция сетчатых фильтров типа ФСМ/ФСМП

Из недостатков следует выделить сравнительно большие входные сопротивления на сетчатых фильтрах и их низкую ремонтпригодность в случае повреждения или засорения фильтрующих элементов.

### 2.1.6 Гравийные фильтры

К гравийным относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов.

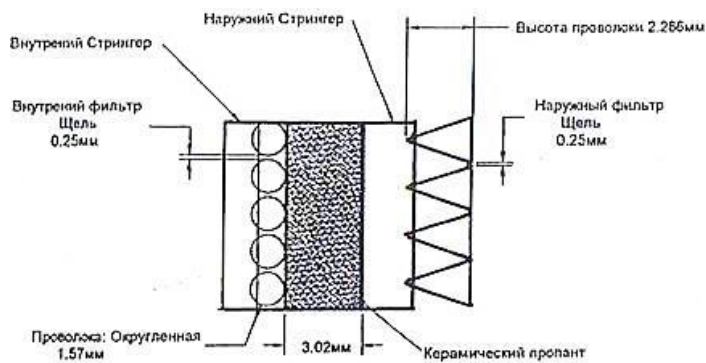


Рисунок 14 – Гравийный фильтр

Гравийные фильтры делятся на два типа:

1. Подвесные.
2. Намывные.

Подвесные гравийные фильтры представляют собой цельную конструкцию с запрессованной внутри корпуса гравийной набивкой, зачастую обработанной эпоксидной смолой. Подвесные фильтры полностью изготавливают на поверхности [8].

Гравийно-намывной фильтр (ГНФ) - это не только специальное устройство, устанавливаемое в скважину для очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей, но и использование гравия совместно с фильтром с целью задержания пластового песка на месте его залегания.

Намывка гравия на забой может быть проведена двумя способами:

1. Верхней намывкой
2. Нижней намывкой.

При создании намывного гравийного фильтра посредством верхней намывки оставляемая на забое компоновка соединяется с гибкой трубой посредством разъединителя. Пробка-заглушка может быть установлена и после отделения оставляемой на забое компоновки. Далее через гибкую трубу проводится намыв необходимого количества песка (гравия). После этого удаляют пробку-заглушку и в верхней части механического фильтра устанавливают уплотнительный узел.

При использовании технологии нижней намывки сначала намывают на забой песок, а затем устанавливают на место фильтр. Для обеспечения прохода последнего через намывтый слой песка в его нижней части размещают промывочный башмак.

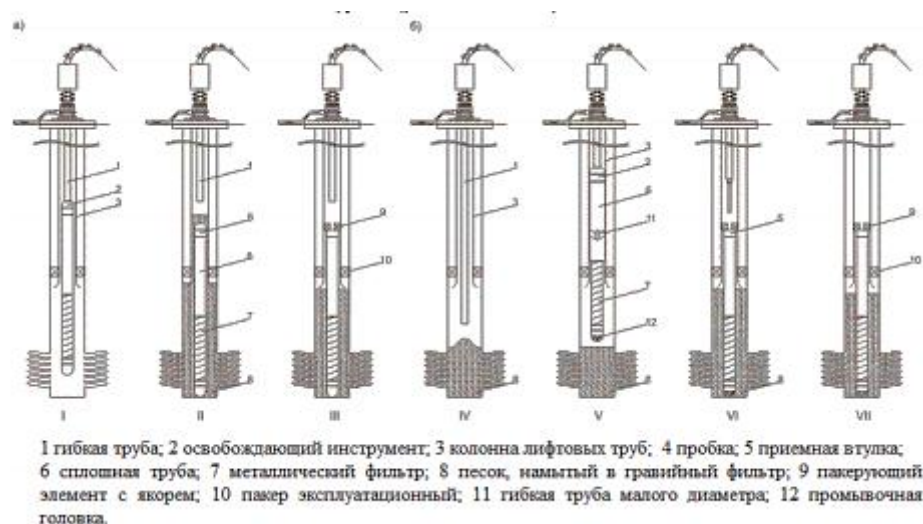


Рисунок 15 – Технология создания гравийного фильтра посредством верхней (а) и нижней (б) намывки:

а) I - спуск забойной компоновки на гибкой трубе и ее подвешивание в ниппеле фонтанной арматуры; II - установка забойной установки на забой; III - фиксация фильтра;

б) I - намывка песка гравийного фильтра на забой и в перфорационные отверстия; II - спуск забойной компоновки на гибкой трубе; III - установка фильтра на забой и его отделение от колонны гибких труб; IV - фиксация фильтра

В настоящее время эта технология наиболее широко распространена на месторождениях, эксплуатирующих пласты нецементированных пород. Значительный прогресс в технологии и применении этого способа ремонта и заканчивания скважин в последнее время существенно снизил частоту неудачных результатов и повысил продуктивность скважин с внутриколонными намывными гравийными фильтрами. Этот прогресс заключается в усовершенствовании процессов очистки перфорационных каналов, в лучшем использовании специальных жидкостей для ремонта и заканчивания скважин и в применении оптимальных диаметров зерен гравия [18].

Гравийными фильтрами оборудуют скважины при заканчивании их в пластах, представленных песками от средне – до мелкозернистых и пылеватых. Эти фильтры имеют высокую пескоудерживающую способность и длительный срок службы. Они состоят из обычного каркаснопроволочного или сетчатого фильтра, рабочая часть которого окружена слоем гравия или крупнозернистого песка. Существует несколько способов создания гравийных фильтров на забое скважины:

- оборудование скважин гравийными фильтрами в процессе заканчивания их бурением;
- оборудование обсаженных добывающих скважин подвесными фильтрами с гравийной набивкой;
- создание гравийных фильтров в вырезанном продуктивном участке эксплуатационной колонны - "суперколлекторе" в процессе проведения капитального ремонта.

Наиболее эффективный и перспективный механический способ предотвращения пескопроявлений - создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением.

Сущность технологии заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром. Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия. Анализ отечественных и зарубежных работ показал, что оптимальным является соотношение:

$$D = (5 \div 6) * D_{50} \quad (4)$$

где  $d$  - диаметр гравия;

$D_{50}$  - диаметр зерен 50% -ной фракции кривой механического состава пластового песка.

### **2.1.7 Проволочные фильтры с гравийной упаковкой**

В последнее время широкое распространение получили проволочные фильтры с так называемой гравийной набивкой (гравийной упаковкой), чтобы отказаться от дорогой и непроизводительной процедуры намывки гравия. Такие фильтры существенно сокращают затраты по подготовке скважины и увеличивают скорость монтажа хвостовика с фильтрами.

По многочисленным результатам испытаний, применение фильтров с предварительной набивкой, показало безусловную их практическую ценность при условии правильного подбора параметров набивки в зависимости от условий эксплуатации скважины. В итоге, первоначальные опасения возможности их быстрого засорения, затруднения связанные с расширением скважины не оправдались. И в ходе практического применения, фильтры с гравийной набивкой, при их правильном устройстве начали интенсивно применяться на многих нефтяных промыслах.

Их область применения еще очень велика. Особенно там, где песок добываемый с нефтью, ранее вызывал серьезные неполадки и перебои в работе скважинного оборудования.

Применение фильтров с включением наполнителя позволяет: существенно сократить стоимость и срок подготовки скважины увеличить производительность работы скважины и отдачу пласта сохранить структуру пласта, предотвратить обвалы, размывание увеличить проницаемость пласта и укрепить структуру пласта осуществлять эффективную фильтрацию большого количества мелкого песка снизить износ скважинного оборудования [8,18].

### 2.1.8 Сепаратор механических примесей

Операции по разделению неоднородных частиц под действием центробежных сил, называется центрифугирование. Машины и устройства, в которых осуществляется центрифугирование, называются центробежными сепараторами или центрифугами.

В данный момент времени центробежные газосепараторы работают во многих нефтедобывающих скважинах, оборудованных установками ЭЦН, а газосепараторы фильтрационного и гравитационного принципа действия были не востребованы из-за низкой сепарационной способности [9].

На рисунке 16 изображена схема процесса разделения фаз в центробежном поле. Из рисунка можно видеть, что разделение фаз происходит от оси, где сосредоточена газовая фаза легких фракций углеводорода и газа, до периферии, где сосредоточена жидкая фаза с твердыми частицами.

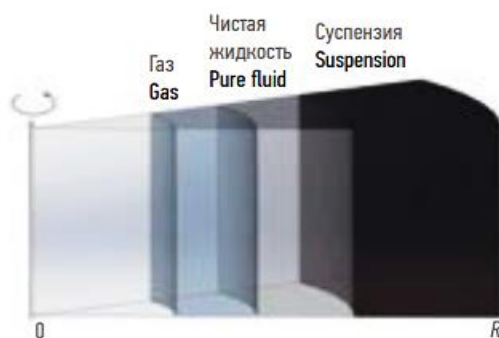


Рисунок 16 – Схема разделения фаз

Повышение надёжности и эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружным сепаратором механических примесей, достигается путем проведения центробежной сепарации перед обтеканием погружного электродвигателя откачиваемой жидкостью и размещения центробежного сепаратора под электродвигателем, что позволяет существенно увеличить диаметральный габарит сепаратора [11].

Сепаратор механических примесей погружной (ПСП) присоединяется к нижней части гидрозащиты, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с двухсторонним выходом вала. Входит в состав УЭЦН и устанавливается без уплотнения (рисунок 17).

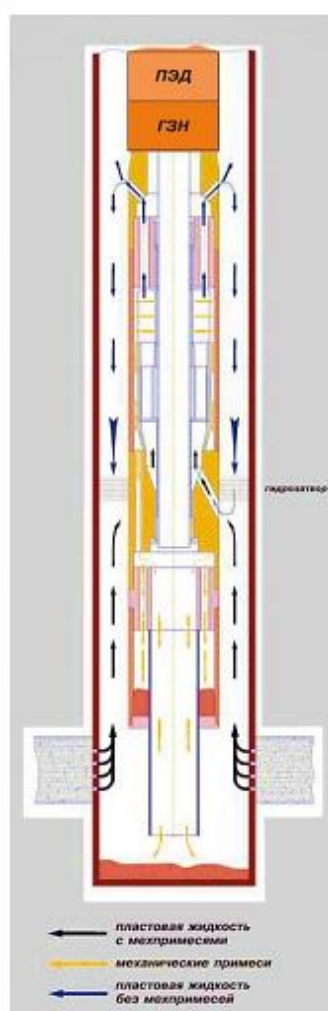


Рисунок 17 – Схема погружного сепаратора механических примесей



Предлагаемая технология позволяет защитить УЭЦН от засорения твердыми частицами, износа рабочих органов, а также позволяет снизить вредное влияние свободного газа, что существенно повышает эффективность эксплуатации УЭЦН в скважинах с осложненными условиями.

В дополнение можно отметить, что кроме решения основной проблемы защиты УЭЦН от мехпримесей, можно также оборудовать ПСМ специальным контейнером, содержащим в себе ингибитор солеотложений, расположенного ниже отстойника.

Таким образом, предложенная технология позволяет защитить УЭЦН от износа и засорения твёрдыми частицами, от интенсивного отложения продуктов солеотложений и снижает вредное влияние свободного газа, что существенно повышает эффективность эксплуатации скважин в осложненных условиях.

## **2.2 Оптимизация процесса добычи**

### **2.2.1 Кратковременная – периодическая эксплуатация**

Образование вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ) и повышенный вынос механических примесей привели к значительному сокращению МРП и существенному увеличению потребления электроэнергии, следствием чего явилось увеличение себестоимости добычи нефти и ограниченное применение данной технологии. Указанные проблемы успешно решаются с помощью кратковременной – периодической эксплуатации (КПЭС) [19].

Режим КПЭС, характеризуется кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. Эксплуатация низко дебитных скважин в режиме КПЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;

- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.

В режиме КПЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ( $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном - периодическом режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче.

Для организации работы скважин в режиме КПЭС вместо малodeбитных УЭЦН используются более производительные насосы, КПД которых превышают КПД малodeбитных УЭЦН в 1,5 - 3 раза (рисунок 18).

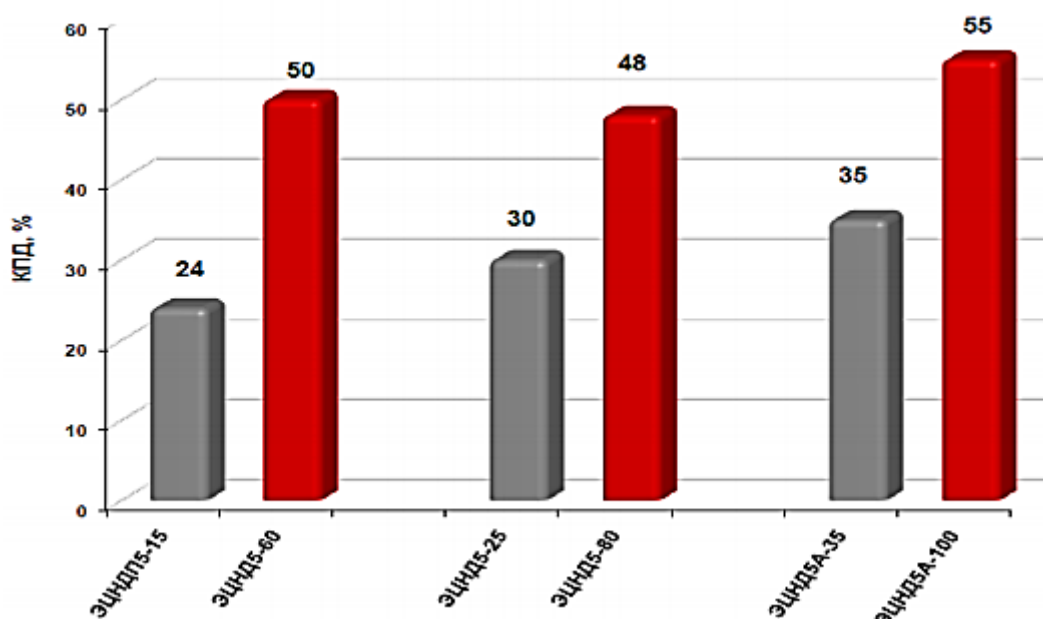


Рисунок 18 - КПД насосов при кратковременной - периодической эксплуатации

Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5 - 20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины до статочного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40 -

120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт [20].

При эксплуатации скважин в режиме КПЭС необходимо:

- Использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском;
- Применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- Предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН.

Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

Для расчета режима КПЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3 - 5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла ( $T_{п}$ ) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам).

Время цикла выбрано с учетом следующих требований:

- Обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному );
- Снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т.ч. Плавных, согласно теории надежности по 57 экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;
- Исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в кратковременном - периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков - остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КПЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в кратковременном - периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

При КПЭС кратковременные циклы откачки (5 – 20 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (40 – 120 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторнократковременный периодический) по ГОСТ Р 52776- 2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с малым содержанием нефти, а затем – незначительно обводнённая нефть (Рисунок 19) [22].

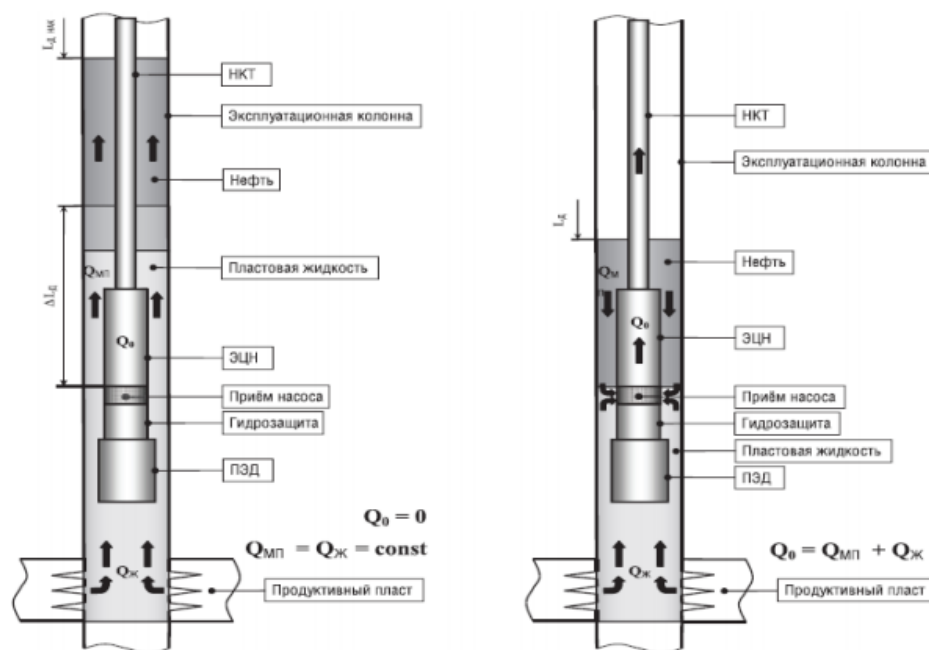


Рисунок 19 - Накопление и откачка жидкости при кратковременной - периодической эксплуатации

Логическая цепь технических решений при кратковременной - периодической эксплуатации скважин выглядит следующим образом [21]:

1. Значительное падение объемов добычи нефти, свойственное прототипу, при кратковременной - периодической эксплуатации скважин сокращают, уменьшив продолжительность периода эксплуатации скважин. Но при этом сокращается МРП и срок службы оборудования за счет и, как следствие, уменьшается рентабельность добычи нефти.
2. МРП увеличивают, устранив ударные пусковые перегрузки за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи ПЧ. Но СУ с ПЧ имеют высокую стоимость, что снижает рентабельность добычи нефти.
3. Увеличение стоимости комплекта оборудования при введении в его состав дорогостоящих СУ с ПЧ компенсируют за счет снижения габаритов и соответственно стоимости оборудования путем увеличения частоты переменного тока и соответствующего увеличения скорости вращения УЭЦН.

Но при этом снижается МРП за счет увеличения скорости износа ЭЦН, что влечет за собой снижение рентабельности добычи нефти.

4. Увеличение МРП по износу насоса за счет сокращения продолжительности включения УЭЦН при кратковременной - периодической эксплуатации скважин позволяет с избытком компенсировать уменьшение МРП за счет ускорения износа ЭЦН при увеличении скорости его вращения.

В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ (КВ = 40 – 80 %) отсутствуют. Ещё одним положительным качеством КПЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4 – 5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007), т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. то позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен [23].

### **2.2.2 Интеллектуальные скважины**

В научном труде Бабазаде Э.М. «Роль интеллектуальных скважин в осуществлении контроля над пескопроявлением» показано, что при наличии в скважине технологии песчаных фильтров необходимо осуществлять постоянный контроль за несколькими факторами – максимальной депрессии, при превышении которой может произойти слом фильтра.

В таких условиях ключевую роль играет правильное определение условий на забое скважины, а именно – забойного давления. Подсчёт забойного давления в условиях потока газожидкостных смесей является очень сложным и зачастую не удаётся добиться нужной точности. Поэтому установка погружных глубинных датчиков давления и температуры (ПГДДТ) – одной из технологий интеллектуальных скважин – играет важную роль.

ПГДДТ позволяет непрерывно замерять давление и температуру на забое скважины и тем самым принимать своевременные необходимые мероприятия

по оптимизации работы скважины и избегать нежелательных потерь в добычи углеводородов.

На рисунке 20 приведен пример визуализации замеров пластового давления с помощью ПГДДТ за определенный период времени.

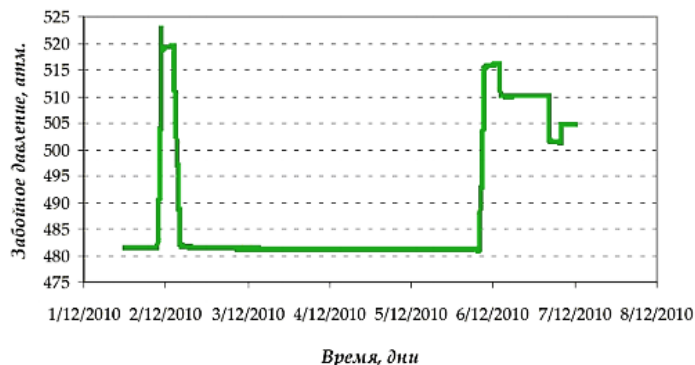


Рисунок 20 – Визуализация замеров забойного давления с помощью ПГДДТ

Уже на начальной стадии при знании пластового давления замер забойного давления даёт чёткое представление о том, какая на забое депрессия в текущий момент, а также о том, на какую величину была увеличена депрессия при каждом шаге увеличения дебита. Становится возможным следовать методике контроля над скоростью увеличения депрессии.

Метод состоит в том, что до поступления скважины в эксплуатацию, производится оценивание сцементированности породы. На основе этого определяется оптимальная скорость увеличения депрессии (и, следовательно, дебита) во временных шагах. Например, в зависимости от твердости породы и сцементированности.

Чем менее сцементирован песок, тем ниже скорость увеличения депрессии на забое. Контролировать этот процесс возможно посредством снижения забойного давления на указанную величину в единицу времени. Превышение рекомендуемой скорости увеличения депрессии может привести к превышению сил поверхностного натяжения между частицами песчаника и

последующему обрушению породы в призабойной зоне. На рисунке 21 приводится пример увеличения депрессии.

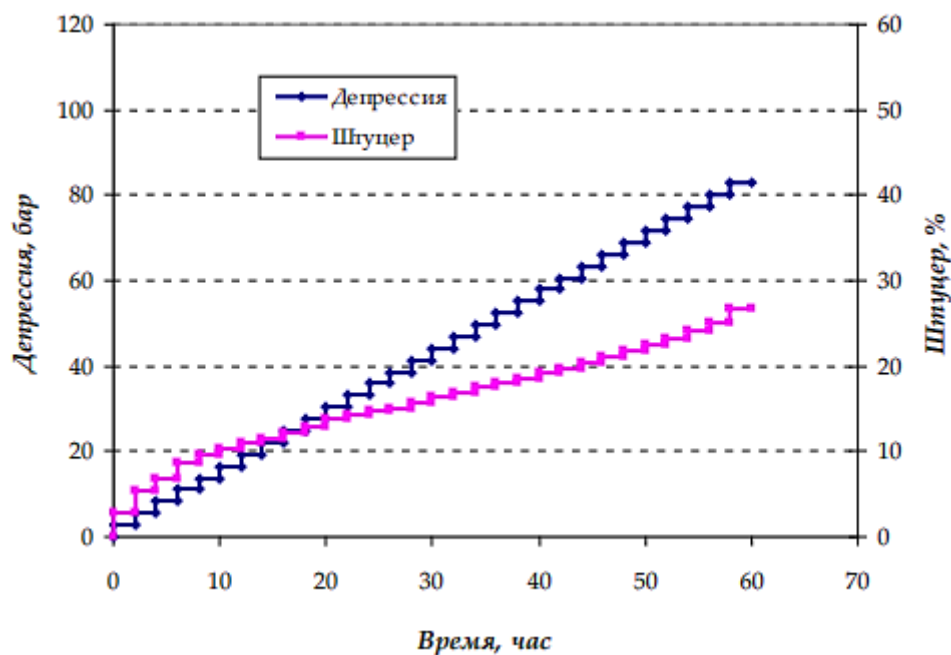


Рисунок 21 - Постепенчатое увеличение депрессии на забое и дебита нефти

Ещё один метод предотвращения пескопроявления – удерживание режима работы скважин в границах определённой максимально-допустимой депрессии на забое. Опять же, эта максимальная депрессия определяется в зависимости от твердости и сцементированности породы, распределения вертикальных и горизонтальных стрессов в пласте, пластового давления и т.д.

Таким образом, может быть определён предел депрессии, после которого возникает разрушение породы. На рисунке 22 приведен график динамики изменения пескопроявления в зависимости от депрессии во времени. Указана величина максимально-допустимой депрессии и ее превышение в период эксплуатации скважины [22].



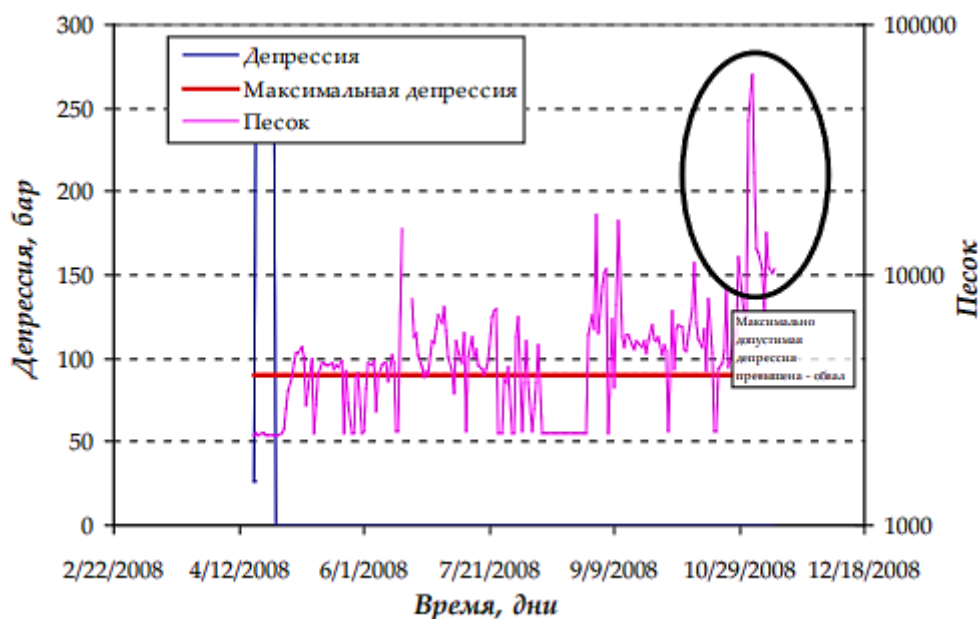


Рисунок 22 - Пример превышения максимально допустимой депрессии на забое, ведущей к обвалу ПЗС

Кроме глубинных технологий, интеллектуальные скважины могут быть оснащены и устьевым оборудованием, в целях повышения эффективности контроля за процессом эксплуатации скважины.

В случае нарушения целостности фильтра или его отсутствия, широкое применение получили ультразвуковые сенсоры по определению песка.

Компанией ВР в азербайджанском секторе Каспия применяются ультразвуковые сенсоры, производимые норвежской фирмой "Клампон". Эти сенсоры устанавливаются на поверхности после штуцерной задвижки и позволяют вести непрерывное наблюдение за количеством выносимого песка (рис. 23).

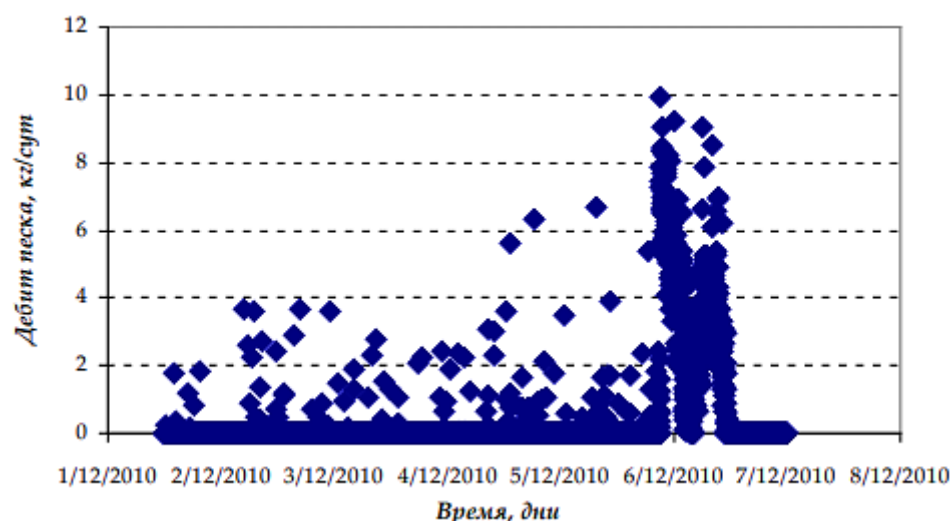


Рисунок 23 - Пример замера дебита выносимого песка с помощью акустических сенсоров

Наблюдение за проявлением песка позволяет своевременно принять соответствующие меры и предотвратить образование проблем в целостности системы (к примеру, вызванных эрозией труб) в случае увеличения дебита выносимого песка. Повышение уровня выносимого песка может свидетельствовать и о приближении ВНК, а также о нарушении целостности скважины на забое (слом или эрозия фильтра, нарушение эффективности упакованного за фильтром гравия и др.).

Сенсоры "Клампон" требуют регулярной калибровки, которую производят сами специалисты компании, что в свою очередь вызывает дополнительные расходы. Показания ультразвуковых сенсоров со временем могут стать неточными и, в этом случае, они должны использоваться скорее для качественной, чем количественной оценки пескопроявления.

Комбинация датчиков ПГДДТ на забое, и акустических сенсоров на устье скважины, является оптимальным выбором в качестве стратегии наблюдения и контроля над песком.

Таким образом, ПГДДТ, установленные на забое скважин служат первой линией защиты скважины от пескопроявления. Установка акустических

сенсоров песка, в свою очередь, становится второй линией защиты - эта технология позволяет замерять количество выносимого песка и тем самым уточнять насколько верно была выбрана стратегия поступенчатой депрессии.

### **2.3 Физико-химические методы предупреждения пескопроявлений**

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических (температура, перепады давления и т.д.) и химических (хим. реагенты и продукты реакции) методов.

Для установления возможности предупреждения пескопроявления изучена эффективность процесса коксования высоковязкой нефти в лабораторных условиях.

Песок, нефть и воду перемешивали в весовом соотношении 27:5:1, исходя из их количественного соотношения в пласте, и набивали в кернадержатель, который закрепляли в установке. Через составленную таким образом модель пласта прокачивали воздух, постепенно повышая температуру в термостате с таким расчетом, чтобы не происходило самовозгорание нефти. В течение некоторого времени, в основном до 24 часов, температуру в термостате при прокачивании воздуха выдерживали постоянной, после чего опыт прекращали. В результате таких работ образец модели в кернадержателе оказался прочносцементированным продуктом окисления нефти, проницаемость образца по установившемуся расходу в конце опыта составляла в среднем  $1,6 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ .

Из сцементированного в кернадержателе образца модели вытачивали цилиндрические столбики диаметром 16 мм и определяли их прочность при одноосном сжатии. Прочностная характеристика цилиндрических столбиков оказалась при этой сопоставимой с требованием максимально допустимой депрессии.

В целях определения влияния водной среды на прочностные свойства, полученных в опытах образцов, часть из них помещали в дистиллированную воду на длительное время (до 5 суток). Как было установлено, механические свойства сцементированных образцов не изменяются.

Часть образцов подвергалась воздействию ряда растворителей для ориентировочной оценки химического состава окисленной нефти. Исследуемые образцы выдерживали в н-гептане, очищенном керосине, бензоле, четыреххлористом углероде и наблюдали за изменением окраски растворителей в течение десяти суток. При этом в опытах с н-гептаном и керосином цвет не изменился, что указывает на отсутствие в окисленной нефти смолистых веществ и низкомолекулярных асфальтенов. В опытах с бензолом и четыреххлористым углеродом растворители окрашивались в желтый цвет. Это говорит о наличии в окисленной нефти высокомолекулярных асфальтенов и карбенов. Результаты проведенных опытов с растворителями дают основание для утверждения, что прочность образцов не является предельной. Для повышения их прочности необходимо более глубокое окисление нефтяного остатка путем применения катализаторов, определения оптимальной технологии окисления и т.д.

Из приведенных экспериментов, проведенных в лабораторных условиях, можно сделать вывод: слабосцементированные коллекторы нефтяных месторождений можно с успехом крепить путем коксования, насыщающих их высоковязких нефтей, при этом оптимальная температура коксования 205—215°C. Этот способ будет ближайшим резервом, предупреждающим вынос песка из пласта, не только на этапе геолого-разведочных работ, но и при эксплуатации скважин, при вводе месторождений в разработку. Однако его применение требует разработки забойного теплового генератора [24].

Мелик-Асланов Л.С., Мамедов Р.Г., Насиров М.Д. и др. в качестве наполнителя предложили использовать гранулированный полиэтилен, и после наполнения осуществляют нагрев полиэтилена теплоносителем до 130-1400С.

В результате между частицами песка и гранулированного полиэтилена происходит спайка и получается прочный, высокопроницаемый барьер в прифильтровой части пласта. При этом скорость нисходящего потока должна быть не менее, чем в 1,5-1,8 раза больше скорости всплывания зерен полиэтилена и осаждения песка в воде (нефти). То есть данный состав способен в покое расслаиваться на три фазы. Образующийся фильтр имеет разную проницаемость по высоте {25}.

В целом, физико-химический метод обработки слабосцементированных пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии работ.

## **2.4 Химические методы предупреждения пескопроявлений**

К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, выполняющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, чем способствуют предотвращению выноса песка в скважину.

Для создания за колонной в интервалах залегания продуктивных пластов проницаемых искусственных фильтров непосредственно в процессе первичного цементирования скважины используются цементнопесчаные, цементно-полимерные, материалы на основе смол, песчаносолевые, смоло-солевые и другие смеси, например с добавками нефти или пористого наполнителя, после затвердевания которого получается пористый и прочный камень.

### **2.4.1 Составы для крепления ПЗП пескопроявляющих скважин на основе смол**

В эксплуатационных скважинах для борьбы с выносом песка в основном прибегают к упрочнению приствольной зоны в интервалах залегания слабосцементированных пластов-коллекторов смолами. Для закрепления

песков в мировой практике используют фенольные, фурановые и эпоксидные смолы.

Проведенный анализ показал, что фенольные смолы применяют наиболее широко, однако эффект их действия непродолжителен. Пленки из фенольных смол на зернах песка отличаются большой усадкой и содержат много окклюзированной воды, поэтому пленка становится трещиноватой, пористой и хрупкой. Пленки из фурановых смол не дают усадки, но при полимеризации из них выделяется большое количество воды. Эпоксидные смолы не образуют побочных продуктов, характеризуются высокой адгезией, значительным сопротивлением сжатию, наиболее надежны, но дороги и дефицитны.

Работы, связанные с упрочнением пласта смолами, как правило, сложны и требуют учета многих факторов. В скважину последовательно закачивают несколько жидкостей, каждая из которых выполняет только одну функцию. Расход материалов значителен. Работы наиболее эффективны, если проводятся сразу после вскрытия объекта.

Недостатком способов консолидации слабосцементированных песков является невозможность точного определения степени заполнения крепящим раствором порового пространства в закрепляемой зоне и равномерного распределения смолы в массе песка, что приводит к слабой цементации или в случае избытка смолы к закупорке порового пространства и потере проницаемости пород в закрепленной зоне. К недостаткам этого способа можно отнести малую эффективность крепления пластов с низкой проницаемостью и малодебитных скважин, невозможность закрепления призабойной зоны без предварительного ее заполнения отсортированным песком определенного фракционного состава.

Кроме того, отмечается малая продолжительность работы скважины после консолидации слабосцементированных пород, так как при работе скважины с пескопроявлением в призабойной зоне образуются каверны, на свод которой действуют значительные напряжения, в результате он

разрушается и происходит обвал вышелегающих пород, что ведет к возобновлению пескопроявлений [27,28].

Укрепление призабойной зоны смолами можно рекомендовать в случае отсутствия выноса песка до обработки (при наличии каверн или нарушении структуры пласта трудно получить однородное распределение смолы).

#### **2.4.2 Проницаемые тампонажные составы для крепления пескопроявляющих продуктивных пластов**

Исследователями показано, что роль фильтра может выполнять высокопроницаемый тампонажный камень, образующийся в результате схватывания закачанной в скважину тампонажной смеси. Наибольший интерес представляют собой смеси на основе портландцемента как наиболее дешевого и доступного вяжущего материала, нетоксичного, удобного в применении и формирующего достаточно прочный и сохраняющий свои свойства во времени камень [29].

Неплохие результаты дает применение цементно-солевых и особенно песчано-цементно-солевых смесей.

Существенным недостатком растворов с большими добавками песка является их седиментационная неустойчивость. Это приводит к неоднородности цементного камня и снижает его проницаемость. Кроме того, образование проницаемого тампонажного материала в фильтровой части скважин происходит только при условии проведения дополнительных операций по продавливанию пресной воды в пласт через созданный цементно-песчаный барьер с целью растворения закристаллизованной в нем соли.

Помимо усложнения технологии ремонтных работ дополнительная фильтрация воды в пласт является неприемлемой в обводненных скважинах, где одной из причин разрушения коллектора являются близко залегающие пластовые воды, размывающие цементирующий песчаные частицы материал. Поэтому технология получения проницаемого барьера закачкой дополнительного объема воды в пласт может лишь ослабить структуру

естественного коллектора в зоне контакта с искусственно созданным барьером из цементно-песчаной смеси, что приведет к необходимости увеличения ширины закрепляемой зоны продуктивного пласта.

Формирование проницаемого цементного камня облегчается при введении в цементный раствор пористых наполнителей, предварительно насыщенных водой или нефтью. В качестве наполнителей могут быть применены керамзитовый песок, гранулированная пемза и другие материалы, обладающие открытой пористостью. При таких размерах гранул достигается наибольшая пористость. При этом гранулы свободно проходят через клапанные узлы насоса и перфорационные отверстия. Предварительное насыщение гранул жидкостью под вакуумом позволяет сохранить их первоначальную проницаемость, предупреждая попадание цементной суспензии или её фильтрата в поровое пространство гранул [30].

Исследования показывают, что проницаемый камень не образуется при использовании пористого наполнителя (керамзита, пемзы, опоки) при их недостаточном количестве в структуре цементного камня. Концентрация пористого наполнителя со сквозной пористостью в цементном растворе должна быть такой, чтобы обеспечить непосредственный контакт между частицами (гранулами) и фильтрующимся флюидом. Только в этом случае, при отсутствии перепада давления возможно образование сквозных пор в камне и поддержание гидравлической связи их со стволом скважины.

Результаты, полученные в лаборатории тампонажных растворов «ТюменНИИгипрогаз», показывают перспективность использования наполнителей со сквозной пористостью. Проницаемость образцов увеличивается если поровое пространство наполнителя предварительно насытить жидкостью (нефть, глинистый раствор, дизельное топливо).



## **2.5 Обзор современных существующих технологий**

### **Сетчатые фильтры MeshRite фирмы Schlumberger**

Фильтр MeshRite изготовлен с применением запатентованного спрессованного сетчатого фильтровального материала (рисунок 24). Он состоит из проволочного волокна нержавеющей стали, навитого вокруг основной трубы с контролируемой плотностью навивки и степенью сжатия. Навивка образует фильтр с одной из самых высоких в отрасли пропускной способностью.

На сегодня спущено в скважины более 500 км фильтров MeshRite. Более 40% добывающих скважин в Венесуэле, 60% в Колумбии и 50% в Индонезии оборудовано фильтрами MeshRite, период непрерывной работы некоторых насчитывает более 15 лет.

Фильтры типа MeshRite характеризуются высокой механической, эрозионной и коррозионной стойкостью, надёжностью и гибкостью конструкции. Для них характерен принцип «Установил и Забыл».

В результате широкомасштабных исследований и испытаний на промыслах фильтры MeshRite зарекомендовали себя в качестве надежного средства контроля выноса песка в различных условиях, в том числе в качестве автономного фильтра, при установке в необсаженные участки ствола с гравийными фильтрами, внутри НКТ при разработке нефтяных и газовых залежей, при добыче тяжелой нефти.

Эти прочные и надежные фильтры не требуют специального оборудования для их спуска и с ними можно обращаться так же, как и с трубами НКТ или обсадной колонной.

Фильтры создают низкий перепад давления, они имеют извилистый канал для снижения скорости потока флюида, уменьшения эрозии и, тем самым, продления срока эксплуатации скважины.

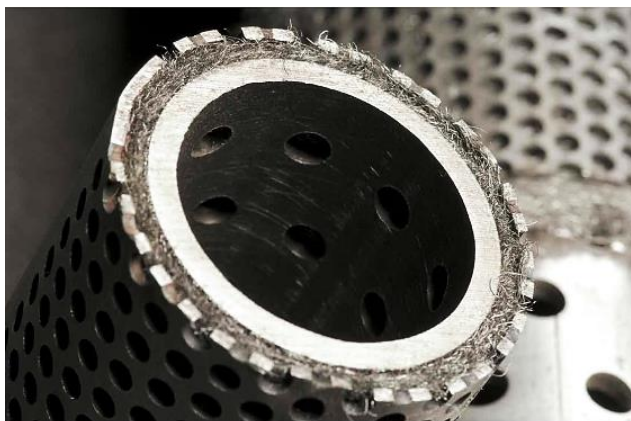


Рисунок 24 – Премиум фильтр MeshRite фирмы Schlumberger

### **Фильтры FacsRite фирмы Schlumberger**

Фильтры FacsRite™ отличаются надежностью даже в самых суровых условиях установки и эксплуатации. Они намного прочнее, чем обычные фильтры, устойчивы к деформации и механическим нагрузкам.

Пропускная поверхность фильтра FacsRite почти в два раза больше, чем у типового хвостовика с щелевыми прорезями. Кроме того, FacsRite отличается самым оптимальным соотношением между внутренним и внешним диаметрами. Это позволяет применять данный фильтр там, где внешний диаметр является критическим фактором.

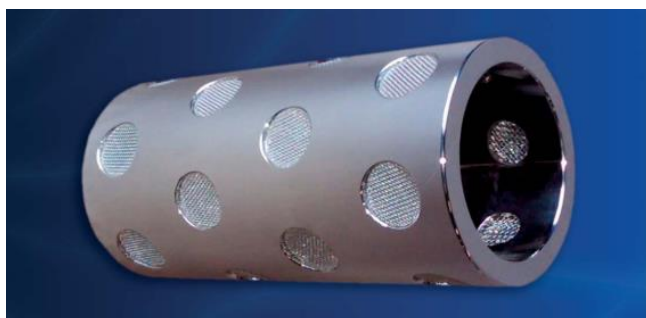


Рисунок 25 – Премиум фильтр FacsRite фирмы Schlumberger

### **Щелевые расширяющиеся фильтры ESS компании Weatherford**

Одной из систем, позволяющей удерживать от разрушения стенки скважины без применения гравийной набивки, является разработанная

сервисной компанией «Weatherford» технология расширяющихся фильтров ESS (рисунок 25).



Рисунок 25 – Расширяющийся фильтр ESS компании «Weatherford»

Раздвижной песочный фильтр ESS состоит из стальной трубы с прорезями, вокруг которой устанавливаются перекрывающие друг друга слои фильтрующих мембран Petroweave. Фильтрующие слои накладываются друг на друга по всей длине основной трубы и могут скользить при увеличении окружности в процессе расширения, но в то же время не пропускать песок. Мембраны для контроля выноса песка, сотканы по узору «голландской саржи» и закреплены между основной трубой с прорезями и наружным чехлом. Чехол состоит из стального листа с предварительно сделанными прорезями, что обеспечивает прочное положение фильтрующей мембраны и защищает фильтрующий материал от повреждения во время спуска. Эти узлы имеют внутренние соединения с прорезями и, поскольку пустых участков нет, каждая часть песочного фильтра работает в потоке. Для обеспечения возможности песочному фильтру ESS подстраиваться под геометрию скважины используются гибкие системы расширения. В запатентованных гибких системах расширения CREST™ и ACET™ используются роликовые расширители на активируемых давлением поршнях.

Система ESS основана на щелевом расширяемом трубчатом элементе, где щели располагаются продольно (вдоль оси) по всей длине трубы. Эти щели

формируются путём автоматического эрозионного водоструйного процесса, что позволяет контролировать геометрию щелей и задавать их точное распределение по трубе. При расширении щели открываются в форме "бриллианта". Типичная расширенная щелевая труба представлена на рис. 2. Такая форма по сравнению с другими методами контроля пескопроявления обеспечивает экстремально высокую площадь фильтрации (Рис. 26)

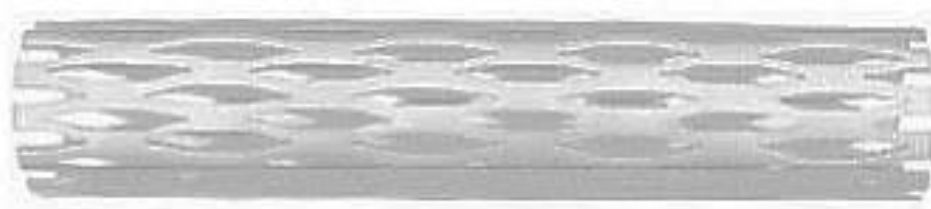


Рисунок 26 - Расширенная щелевая труба

Поступление песка в этой системе контролируется с использованием проволоочной сетки датского или голландского саржевого плетения "датский твил". Сетка защищена во время установки и эксплуатации фиксирующим слоем, окутывающим и основную трубу, и сетку. Таким образом, система состоит из трёх слоев: основная перфорированная труба, сетка и фиксатор.

Механическая устойчивость конструкции обеспечивается лазерной сваркой через все три слоя, т. е. от фиксатора до основной трубы.

Расширение ESS осуществляется несколькими способами:

- Конусом фиксированного диаметра;
- Фиксированным вращательным расширением;
- Гибким вращательным расширением.

Гибкие системы расширения были разработаны для обеспечения возможности расширяемому щелевому фильтру подстраиваться под геометрию скважины. В первую очередь система ESS была разработана для скважин с открытым забоем, хотя вполне успешно используется и в обсаженных скважинах. Преимущество открытого завершения скважины с ESS заключается

в надёжном исключении пространства между фильтром и породой, при этом ствол скважины закреплён, а риск вымывания породы минимален.

### **Сервис гидроструйного удаления твердых осадков Jet Blaster компании Schlumberher**

Сервис гидроструйной очистки с использованием технологии Jet Blaster является частью полного спектра работ по очистке стволов скважин, включающего проектирование и выполнение работ на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), а также методики закачки жидкостей и химической обработки скважин.

Операции по технологии Jet Blaster спланированы и оптимизированы, и обеспечивают большую оперативность и экономичность по сравнению с использованием промывочных насадок, винтовых забойных двигателей, молотов, и другого оборудования для очистки стволов скважин.



Рисунок 27 – Jet Blaster

Кумулятивные высоконапорные гидромониторные струи разрушают плотные пробки отложений, а высокая скорость жидкости, проходящей через инструмент Jet Blaster, способствует их безопасному удалению.

Благодаря тому, что радиус очистки не ограничивается геометрией инструмента, технология Jet Blaster позволяет очищать сложные, требующие бережного обращения конструкции, такие как скважинные фильтры, инсталляции, камеры газлифтных клапанов, и скользящие муфты, не повреждая оборудования.

Модульная конструкция КНК позволяет изменять ее конфигурацию с помощью программного обеспечения с учетом конкретных задач. Карбидные насадки, высокопрочные капсулированные и смазываемые подшипники, и рабочие температуры до 350°F (177°C) обеспечивают высокую стойкость Jet Blaster к практически любой химической среде или агрессивной жидкости.

Технология может применяться в большинстве скважин, и практически с любой комбинацией очищающих хим. реагентов.

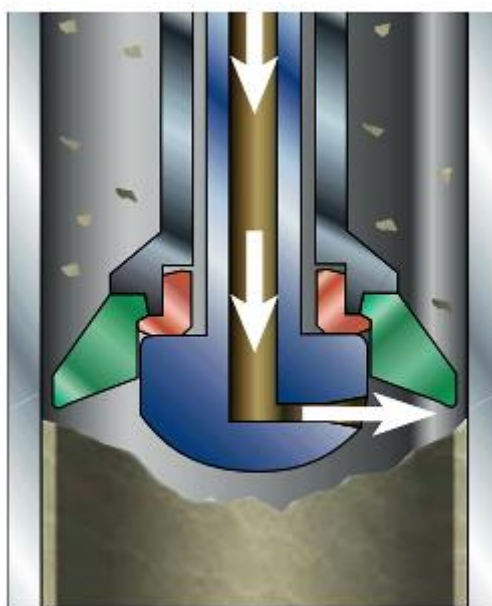


Рисунок 28 – Схема работы устройства Jet Blaster

Для эффективной струйной очистки ствола скважины требуется рассеивание гидромониторной струи в обрабатываемой зоне, насосно-компрессорных трубах, скважинном фильтре, или в пласте, но не в самом инструменте или непосредственно на выходе из гидромониторных насадок. Необходима однородная высокоскоростная струя жидкости.

Высокие эксплуатационные характеристики достигаются за счет снижения потерь энергии при прохождении струи через шарнирный узел и насадки. Эффективность гидроструйной очистки не зависит от абразивно-кавитационного эффекта, следовательно, глубина скважины не влияет на эффективность очистки.

В зависимости от параметров скважины и предполагаемого характера отложений программа Jet Advisor определяет наиболее подходящую конфигурацию системы Jet Blaster и позволяет выбрать необходимую компоновку ГНКТ.

### **Программа для проектирования и расчета операций с ГНКТ CoilCADE компании Schlumberher**

В целях лучшего понимания процесса циклической усталости и ограничений ГНКТ компания «Шлюмберже» разработала программу CoilCADE\* для проектирования и расчета ГНКТ.

Программа позволяет моделировать все аспекты процесса работ с ГНКТ от его начала до завершения, включая выполнение ремонтных и буровых работ. С помощью модулей, созданных в результате активных исследований и разработок, программа CoilCADE позволяет определить:

- Ожидаемые усилия и нагрузки в ходе работ
- Диапазоны усилий и давлений для повышения безопасности операций
- Проектные работы, требующие приложения специальных тяговых усилий или ослабления на забое скважины
- Дальность действия ГНКТ в скважинах с сильным наклоном
- Оптимальную компоновку ГНКТ
- Прогнозную величину циклической усталости во время внутрискважинных работ

- Прогнозные величины давления при закачке жидкости, азота или нитрифицированных флюидов.

Имеющиеся модули:

1. Модуль Tubing Forces (моделирование усилий, оказывающих воздействие на компоновку ГНКТ в ходе ее спуска и подъема из скважины)
2. Модуль CoilLIMIT (позволяет определить предельные величины перепада давления (разрыва или смятия) и осевого усилия (натяжение или сжатие), которые могут быть безопасно применены к секции ГНКТ в стволе скважины)
3. Модуль CoilLIFE (позволяет математически определить долговечность ГНКТ для уменьшения вероятности усталостного разрушения, вызванного силовым воздействием на трубу)
4. Модуль Wellbore Simulator (осуществляет моделирование переходного многофазного потока, захвата и транспортировки твердых частиц для определения необходимой скорости циркуляции и давления, а также гидравлических характеристик ствола, возникающих в процессе циркуляции)
5. Модуль Design Aids (позволяет более точно спроектировать циркуляционную обработку в стволе скважины с использованием ГНКТ, дополняя ранее названные функциональные возможности программы CoilCADE)
6. Модуль CT String Evaluation (используется для оптимизации конструкции компоновки ГНКТ или для оценки существующей компоновки с учетом заданных условий эксплуатации и заканчивания скважин)
7. Модуль Solids Transport (позволяет выбрать оптимальную жидкость, минимальную скорость нагнетания и прохождения с



помощью ГНКТ для удаления твердых частиц из ствола скважины)

8. Модуль Foam Cleanout (используется для определения номинальных величин и объемов жидкости и газа, необходимых для достижения требуемого качества пены на забое и давления устьевого штуцера для поддержания технического состояния ствола скважины)
9. Модуль Inflate Advisor (содержащий указания по проектированию надувных пакеров CoilFLATE\*, спускаемых через ГНКТ)
10. Модуль CoilDEFORMATION (моделирование относительного удлинения ГНКТ и раздувания, вызванного усталостной нагрузкой)
11. Модуль Erosion Analysis (прогнозирование изменения толщины стенки ГНКТ в зависимости от параметров операции)

Удаление песка или другого материала из ствола скважины с помощью ГНКТ предполагает циркуляцию жидкости через НКТ до вскрытой поверхности в песчаном пласте, где осуществляется захват песка с помощью струйных насадок. Затем материал перемещается на поверхность по затрубному пространству между ГНКТ и НКТ или обсадной колонной.

Модуль Wellbore Simulator позволяет выполнить моделирование этого процесса, включая прокачку многофазных жидкостей, пластовое взаимодействие, перемещение ГНКТ и транспортировку песка в наклонных скважинах.

Дополнительно в модуле Design Aids содержатся указания по проектированию операций промывки.

### **3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ВЛИЯНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ**

На основе литературного анализа, было выявлено, что наиболее сильное проявление негативных последствий выноса механических примесей заключается в его губительном воздействии на работу установок электроцентробежных насосов, с помощью которых добывается около 75% всей нефти на территории Западной Сибири, а число скважин, оборудованных УЭЦН, достигает 55% от всего фонда.

Негативное воздействие на работу УЭЦН проявляется, прежде всего, в засорение и износе рабочих органов погружных центробежных насосов ЭЦН. Это приводит к уменьшению межремонтного периода работы установки, что в свою очередь доставляет существенные экономические потери, как по причине необходимости осуществления ремонта или замены насоса, так и по причине снижения показателя добычи нефти, из-за уменьшения времени наработки на отказ всей установки, т.к. при активном выносе механических примесей износ насоса является определяющим фактором.

Предложенный в данной работе комплексный подход к борьбе с влиянием механических примесей на процесс добычи основывается на двух основополагающих направлениях воздействия.

Во-первых, непосредственной работе с режимом эксплуатации насосного оборудованием, с целью снижения негативного воздействия механических примесей, увеличение МРП работы насоса, увеличения экономической эффективности работы установки.

Во-вторых, применение методов борьбы непосредственно с самими механическими примесями.

Таблица 6 – Область эффективного применения методов защиты насосного оборудования от механических примесей

Вид	Состав	Технология и свойства рабочего состава	Условия применения	Результат / Успешность
Химический	На основе фурфарилового спирта и кислоты	Температурная стабильность до до 300°C и устойчивость при контакте с пластовыми флюидами	Пласты с небольшой глубиной залегания, низким давлением и очень высокой проницаемостью	Успешность порядка 77%
	Фенолформальдегидная смола	2 этапа закачки. На первом этапе для консолидации песка закачивается маловязкая фенолформальдегидная смола + отвердитель. На второй – модификатор фазовой проницаемости.	Пластовая температура порядка 85°C, низкая проницаемость (0,1 – 5 мД)	Успешность порядка 95%
	«Геотерм-01»	Продавливание в пласт пористого материала	Крупно и среднезернистые пески	Снижение коэффициента продуктивности на 25%, успешность порядка 55%
	«ЛИНК»	Продавливание в пласт гидрофобной жидкостью с образованием пористого материала	Крупно и среднезернистые пески	Снижение коэффициента продуктивности на 15%, успешность порядка 75%
	Органосилоксаны	Включает в себя закачку нефти для вытеснения воды из призабойной зоны	Интенсивный вынос песка	Успешность 95%
Физико-химические	Крупнозернистый песок	Закачка состава в пласт при давлении гидроразрыва пласта. 8-10 т крупнозернистого песка. Жидкость-носитель – нефть вязкостью 80 – 120 мПа*с	В условиях интенсивного выноса песка	Уменьшение числа песчаных пробок в 3-4 раза. Увеличение МРП в 3-4 раза.

Продолжение таблицы 6

	Цементно-песчаная смесь	Закачка песчано-цементной смеси на воде в соотношении 1:2 при давлении ГРП	Предварительное создание искусственной трещины	Низкая эффективность
	Проппант с полимерным покрытием	Реагент-носитель при низких температурах – материалы несовместимые с боратными сшивателями для жидкости ГРП, оксиэтилцеллюлоза	Пластовая температура – 26 – 43 °С; Проницаемость – 0,08 – 0,7 мкм <sup>2</sup> ; Высоковязкая нефть плотностью 920-950 кг/м <sup>3</sup> .	Успешность 67%
	Окисление нефти с образованием кокса в ПЗП	Консолидация песка за счет коксования нефти при закачке нагретого воздуха в пласт. Нагретый до 210°С воздух закачивается со скоростью 23-37 тыс. м <sup>3</sup> /сут в течении 4-9 суток.	Глубина залегания пластов – 200-1000 метров, нефть с высокой вязкостью (3500 мПа*с) и плотностью (970 кг/м <sup>3</sup> )	Успешность 95%
Механическое	Забойные фильтры	Щелевые, проволочные, сетчатые, металлокерамические и тд. Устанавливаются в интервале перфорации пласта Тип и конструкция фильтров с учетом особенностей коллектора, свойств пластового флюида, параметров ствола скважины, гранулометрического состава породы.	Эффективно при соответствии диаметра фильтрационных каналов диаметру зерен выносимого песка. Неэффективны при выносе мелкозернистого песка.	Возможна кольматация фильтра
	Внутриколонные гравийные фильтры	Изготавливаются на поверхности. В некоторых случаях заполняют гравием кольцевое пространство между забойным фильтром и эксплуатационной колонной.	При эксплуатации нескольких пластов с чередованием с забойными фильтрами.	
	Гравийные фильтры в открытом стволе	Принудительная намывка гравия в интервал открытого ствола.	Устанавливаются там, где прочность ПЗП позволяет расширить ствол скважины	Низкие фильтрационные сопротивления
	Сепараторы	Присоединяется к нижней части гидрозащиты, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с двухсторонним выходом вала. Входит в состав УЭЦН	Эффективны при малом эквивалентном диаметре частиц	Возможно переполнение накопителя

		и устанавливается без уплотнения.		
--	--	-----------------------------------	--	--

Нами будет рассмотрена скважина «Х» месторождения «А» находящаяся на территории Западной Сибири и обладающая следующими исходными данными для расчета:

Таблица 7 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Обозначение	Значение
1	Предельный дебит	м <sup>3</sup> /сут	Q	200
2	Количество винтов захода шнека	-	z	4
3	Толщина ребра	м	h	4*10 <sup>-3</sup>
4	Внешний радиус барабана сепарационной камеры	м	R <sub>сеп</sub>	50*10 <sup>-3</sup>
5	Радиус начала сепарации	м	R <sub>вн</sub>	30*10 <sup>-3</sup>
6	Количество оборотов вала	об/мин	n	2900
7	Эквивалентный диаметр частицы	м	d	10*10 <sup>-6</sup>
8	Динамическая вязкость нефти	мПа*с	μ	1,77*10 <sup>-3</sup>
9	Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	ρ	850
10	Плотность частицы (твердые частицы – песчинки)	кг/м <sup>3</sup>	ρ	2650

После проведения операции гидравлического разрыва пласта наблюдается значительное увеличение концентрации выносимых механических примесей. Анализ работы фильтрационного элемента на приеме в скважине месторождения «А» Западной Сибири показал крайне низкую эффективность фильтрационной защиты, так как количество выносимых частиц весьма малого диаметра значительно выросло, что повлекло за собой существенное падение времени наработки на отказ УЭЦН.

Аналогичную ситуацию в той или иной мере можно наблюдать и в других нефтяных регионах Западной Сибири, где ЭЦН имеет в качестве защитного устройства от вредного влияния механических примесей фильтрующий элемент.

Было принято решение установить центробежный сепаратор механических примесей, способный отделять твердые частицы диаметром до 10 мкм.

Расчет длины сепарационной камеры:

Определение осевой составляющей скорости:

$$W = \frac{200}{3,14 * (0,05^2 - 0,03^2) - 4 * 0,004 * (0,05 - 0,03)} = 0,492 \text{ м/с}$$

Угловая скорость:

$$\omega = \frac{2 * 3,14 * 2900}{60} = 303,5 \text{ 1/с}$$

Значения параметров Re и C<sub>x</sub> заранее неизвестны. Воспользуемся методом последовательных приближений. Если Re = 1:

$$C_x = \frac{36,6}{1} = 36,6$$

Первый цикл итерации:

$$L_{c1} = 0,49 * \frac{2 * (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 * 40 * 10^{-6} * (2650 - 850) * 303,5^2}{3 * 36,6 * 850}}} = 0,092 \text{ м}$$

Время сепарации:

$$t_1 = \frac{0,092}{0,49} = 0,188 \text{ с}$$

Средняя скорость от R<sub>вн</sub> до R<sub>сеп</sub>:

$$v_1 = \frac{0,05 - 0,03}{0,188} = 0,106 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,092 * 40 * 10^{-6} * 10^3}{1,77 * 10^{-3}} = 2,4$$

$C_x$  второго цикла итерации:

$$C_x = \frac{24,5}{2,4^{0,55}} = 15,12$$

Второй цикл итерации:

$$L_{c2} = 0,49 * \frac{2 * (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 * 40 * 10^{-6} * (2650 - 850) * 303,5^2}{3 * 15,12 * 850}}} = 0,060 \text{ м}$$

$$t_1 = \frac{0,06}{0,49} = 0,121 \text{ с}$$

$$v_2 = \frac{0,05 - 0,03}{0,121} = 0,165 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,06 * 40 * 10^{-6} * 10^3}{1,77 * 10^{-3}} = 3,72$$

$C_x$  третьего цикла итерации:

$$C_x = \frac{24,5}{3,72^{0,55}} = 11,9$$

Третий цикл итерации:

$$L_{c3} = 0,49 * \frac{2 * (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 * 40 * 10^{-6} * (2650 - 850) * 303,5^2}{3 * 11,9 * 850}}} = 0,053 \text{ м}$$

$$t_1 = \frac{0,053}{0,49} = 0,108 \text{ с}$$

$$v_2 = \frac{0,05 - 0,03}{0,108} = 0,186 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,053 * 40 * 10^{-6} * 10^3}{1,77 * 10^{-3}} = 4,19$$

$C_x$  четвертого цикла итерации:

$$C_x = \frac{24,5}{4,19^{0,55}} = 11,14$$

Четвертый цикл итерации:

$$L_{c3} = 0,49 * \frac{2 * (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 * 40 * 10^{-6} * (2650 - 850) * 303,5^2}{3 * 11,14 * 850}}} = 0,051 \text{ м}$$

$$t_1 = \frac{0,051}{0,49} = 0,104 \text{ с}$$

$$v_2 = \frac{0,05 - 0,03}{0,104} = 0,192 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,051 * 40 * 10^{-6} * 10^3}{1,77 * 10^{-3}} = 4,33$$

$C_x$  пятого цикла итерации:

$$C_x = \frac{24,5}{4,33^{0,55}} = 10,94$$

Пятый цикл итерации:

$$L_{c3} = 0,49 * \frac{2 * (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 * 40 * 10^{-6} * (2650 - 850) * 303,5^2}{3 * 11,14 * 850}}} = 0,05 \text{ м}$$

Заканчиваем итерацию, т.к. разница в значениях четвертого и пятого цикла  $< 1\%$ .

Подобный расчет длины сепарационной камеры при различных значениях дебита и диаметра частиц приводит нас к следующим результатам:

Таблица 8 – Длина сепарационной камеры центробежного сепаратора в зависимости от дебита и эквивалентного размера частиц скважины «Х»

		Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут						
		10	20	50	75	100	150	200
Эквивалентный размер частиц, мкм	5	0,145	0,290	0,726	1,088	1,451	2,177	2,902
	10	0,036	0,073	0,182	0,273	0,364	0,546	0,729
	20	0,009	0,018	0,046	0,069	0,091	0,137	0,183
	30	0,004	0,008	0,021	0,031	0,041	0,062	0,082
	40	0,003	0,005	0,014	0,020	0,027	0,041	0,054



Таким образом, для осуществления эффективного отделения механических примесей диаметров 10 мкм, рекомендуется установка центробежного сепаратора с длиной сепарационной камеры 0,729 метра.

В качестве оптимизации процесса добычи на скважине «Х» рекомендуется применение метода кратковременной-периодической эксплуатации.

Данный метод оказывает комплексное воздействие на все факторы осложняющие эксплуатацию. Большинство способов борьбы с осложняющими факторами, позволяет нейтрализовать влияние только одного фактора, что не дает существенного увеличения межремонтного периода и приводит к росту стоимости добычи, а также, как правило, снижение влияния одного вида осложнений приводит к усилению воздействия другого. Для успешной эксплуатации скважин необходимо реализовать метод, направленный на максимальное, всестороннее снижение влияния осложняющих факторов.

На примере расчета сравним ценовые показатели используемого оборудования для разных режимов эксплуатации скважин и обоснуем эффективность его применения.

Дополнительны параметры для расчета:

- $H_{П}=1500$  м - глубина подвески установки,
- $h=1000$  м - высота статического столба жидкости над приемом насоса,
- $H_{д}=1100$  м - динамический уровень пластовой жидкости в скважине,
- $P_{у}=10$  кГс/см<sup>3</sup>  $\approx 100$  м - давление в выкидной линии устья скважины,
- $P_{м}=0$  кГс/см<sup>2</sup> - давление в межтрубном пространстве скважины,
- $H_{н}=H_{д}+P_{у}-P_{м}=1200$  м = 1,2 км - требуемый напор насоса,

- $d_{\text{НКТ}}=123.7$  мм - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,
- $D_{\text{к}}=73$  мм - наружный диаметр НКТ,
- $S=\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - D_{\text{к}}^2)/4=0,0078$  м<sup>2</sup> - площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины.

Примеры расчетов:

### **1. Непрерывная эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.**

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м<sup>3</sup>/сут является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16- 117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме:

- $Q_{\text{опт}}=37$  м<sup>3</sup>/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,
- $H_{\text{опт}}=1060$  м - напор ЭЦН в оптимальном режиме,
- $\eta_{\text{опт}}=36,5\%$  - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,
- $N_{\text{опт}}=12,21$  кВт - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме,
- $P_{\text{ном}}=16$  кВт - номинальная мощность ПЭД,
- $\eta_{\text{ном}}=84\%$  - номинальный КПД ПЭД,
- $S_{\text{ном}}=5\%$  - номинальное скольжение ПЭД.

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики ЭЦН при этом изменятся следующим образом:

- $Q_0=30$  м<sup>3</sup>/сут. - подача ЭЦН в рабочем режиме,
- $H_0=1250$  м - напор ЭЦН в рабочем режиме,
- $\eta_0=35\%$  - КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 * H_0}{8800 * \eta_0} = \frac{30 * 1250}{8800 * 0,35} = 12,85 \text{ кВт}$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины.

При недогрузке ПЭД его КПД и скольжение уменьшаются:

- $\eta_{\text{нд}}=82\%$  - КПД ПЭД в рабочем режиме,
- $S_{\text{нд}}=3\%$  - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 * P_{\text{ном}}}{2\pi * n * (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 * 16 * 10^3}{2\pi * 3000 * (1 - 0,03)} = 52,5 \text{ Н * м}$$

где  $n=3000$  об/мин - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 * 60 * S} = \frac{30}{24 * 60 * 0,0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}}$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кГс/см<sup>2</sup>)/мин. Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{12,28}{0,82} = 14,85 \text{ кВт}$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{\text{уд}} = \frac{P * 24}{Q_0 * H_H} = \frac{14,85 * 24}{30 * 1,2} = 9,9 \frac{\text{кВт * ч}}{\text{м}^3 * \text{км}}$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 136200 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электрон-04-250» имеет стоимость 89000 руб. Все цены приведены без НДС. Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах. Общая стоимость оборудования составляет 356300 руб.

**2. Непрерывная эксплуатация скважины УЭЦН с регулируемым приводом.**

Наиболее подходит для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м<sup>3</sup>/сут насос ЭЦНА5-18-1200. Его характеристики в оптимальном режиме:

- $Q_{\text{опт}}=26 \text{ м}^3/\text{сут}$  - подача ЭЦН в оптимальном режиме,
- $H_{\text{опт}}=1160 \text{ м}$  - напор ЭЦН в оптимальном режиме,
- $\eta_{\text{опт}}=28,5\%$  - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,
- $N_{\text{опт}}=12 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме.

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо увеличить частоту переменного тока в 1,15 раза, т.е. до 57,5 Гц и скорость вращения ЭЦН - до 3350 об/мин. Для получения необходимого напора следует выбрать насос ЭЦНА5-18-1200, состоящий из трехметровой и четырехметровой секций, который при данной скорости вращения будет иметь следующие оптимальные характеристики:

- $Q_{\text{опт}}=30 \text{ м}^3/\text{сут}$  - подача ЭЦН в оптимальном режиме,
- $H_{\text{опт}}=1340 \text{ м}$  - напор ЭЦН в оптимальном режиме,
- $\eta_{\text{опт}}=29\%$  - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,
- $N_{\text{опт}}=15,8 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме.

Требуемое по условиям эксплуатации скважины сочетание подачи и напора в оптимальном режиме не обеспечивается. Они могут быть достигнуты при скорости вращения 3250 об/мин. Рабочий режим будет не оптимален:

- $Q_0=30 \text{ м}^3/\text{сут.}$  - подача насоса в рабочем режиме,
- $H_0=1200 \text{ м}$  - напор насоса в рабочем режиме,
- $\eta_0=25\%$  - КПД насоса в рабочем режиме,
- $N_0=15,7 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме.

За счет увеличения скорости вращения МРП по износу насоса уменьшится в 1,3÷1,7 раза. Мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 * H_0}{8800 * \eta_0} = \frac{30 * 1200}{8800 * 0,25} = 16,4 \text{ кВт}$$

Максимальная допустимая кратность увеличения скорости вращения УЭЦН для серийно выпускаемых ПЭД, рассчитанных на работу при частоте переменного тока 50 Гц и синхронной скорости вращения 3000 об/мин, равна в среднем 1,4. С целью обеспечения возможности регулирования параметров установки увеличением скорости вращения ЭЦН необходимо выбрать ПЭД с запасом мощности в  $1,42 = 1,96$  раза, т.е. ПЭД32-117МВ5.

С учетом работы при повышенной частоте переменного тока КПД недогруженного ПЭД уменьшится в меньшей степени, чем в предыдущем варианте:

- $\eta_{нд}=83,5\%$  - КПД ПЭД в рабочем режиме,
- $S_{нд}=3\%$  - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 51,25% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{ном}}{\omega} = \frac{60 * P_{ном}}{2\pi * n * (1 - S_{нд})} = \frac{60 * 32 * 10^3}{2\pi * 3000 * (1 - 0,03)} = 105 \text{ Н * м}$$

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 * 60 * S} = \frac{30}{24 * 60 * 0,0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}}$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кгс/см<sup>2</sup>)/мин. Общая мощность, потребляемая установкой, составит

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{16,4}{0,835} = 19,64 \text{ кВт}$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{уд} = \frac{P * 24}{Q_0 * H_H} = \frac{19,64 * 24}{30 * 1,2} = 13,09 \frac{\text{кВт * ч}}{\text{м}^3 * \text{км}}$$

Стоимость ЭЦНА5-18-1200 равна 117500 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Производитель рекомендует использовать совместно с данной установкой станцию управления с преобразователем частоты «Электрон-05- 160», которая имеет стоимость 268000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 556500 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 200200 рублей.

Столь значительное увеличение стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин УЭЦН с нерегулируемым электрическим приводом вероятнее всего не окупится в приемлемые сроки. Поэтому подобный вариант комплектации скважины оборудованием будет отвергнут из-за нерентабельности.

### **3. Периодическая эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.**

Для периодической эксплуатации скважин УЭЦН с нерегулируемым приводом обычно используют установки производительностью, превышающей дебит скважин не более чем в 2 раза. Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦНА5-45-1300, состоящим из двух четырехметровых секций, и электродвигателем ПЭД28-117МВ5. Они имеют следующие характеристики:

- $Q_{\text{опт}}=57 \text{ м}^3/\text{сут}$  - подача насоса в оптимальном режиме,
- $H_{\text{опт}}=1120 \text{ м}$  - напор насоса в оптимальном режиме,
- $\eta_o=40\%$  - КПД насоса в оптимальном режиме,
- $N_{\text{опт}}=18,14 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,
- $P_{\text{ном}}=28 \text{ кВт}$  - номинальная мощность электродвигателя,
- $\eta_{\text{ном}}=84,5\%$  - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 * P_{\text{ном}}}{2\pi * n * (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 * 28 * 10^3}{2\pi * 3000 * (1 - 0,03)} = 91,9 \text{ Н} * \text{м}$$

С учетом изменения динамического уровня при периодической эксплуатации скважин ЭЦН будет работать в следующем режиме:

- $Q_0=52 \text{ м}^3/\text{сут}$  - подача насоса в рабочем режиме,
- $H_0=1200 \text{ м}$  - напор насоса в рабочем режиме,
- $\eta_0=39\%$  - КПД насоса в рабочем режиме,
- $N_0=18,18 \text{ кВт}$  - мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 65% от номинальной мощности ПЭД.

При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:  $\eta_{\text{нд}}=82,5\%$  - КПД электродвигателя при недогрузке.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы равна

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{52}{30} = 1,7$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую определяется по формуле

$$\varphi = \frac{Q_{\text{пер}}}{Q},$$

где  $Q_{\text{пер}}$  - дебит при периодической эксплуатации скважины в  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Обычно допускают снижение дебита не более чем на 10%, т.е. принимают  $\varphi=0,9$ .

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определяется по формуле

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 * h * S * (1 - \varphi)}{Q} = \frac{96 * 1000 * 0,0078 * (1 - 0,9)}{30} = 2,5 \text{ часа}$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле

$$t_{от} = \frac{t_{нк} * \varphi}{K - \varphi} = \frac{2,5 * 0,9}{1,9 - 0,9} = 2,25 \text{ часа}$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит

$$T = t_{нк} + t_{от} = 2,5 + 2,25 = 4,75 \text{ часа}$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{от}}{T} * 100 = \frac{2,25}{4,75} * 100 = 47,4 \%$$

Вследствие того что ПЭД имеют маслонаполненную конструкцию, их теплоемкость достаточно велика. Для установления теплового равновесия ПЭД с охлаждающей средой при работе с номинальной нагрузкой требуется 20÷40 минут в зависимости от мощности электродвигателя и условий его охлаждения. Поэтому полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины позволяют сделать вывод о том, что электродвигатель установки работает в продолжительном режиме (типовой режим S1 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83).

Другие элементы УЭЦН имеют меньшую теплоемкость по сравнению с ПЭД. Поэтому их режимы работы можно также характеризовать как продолжительные.

С целью снижения отрицательного воздействия ударных пусковых перегрузок на МРП оборудования на практике устанавливают больший период эксплуатации, допуская дальнейшее снижение объема добычи нефти. Обычно период эксплуатации делают равным 24 часам и включают 67 установку в работу в ночное время, когда тарифы на электроэнергию минимальны.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна



$$V_c = \frac{Q_0}{24 * 60 * S} = \frac{52}{24 * 60 * 0,0078} = 4,63 \frac{\text{м}}{\text{мин}}$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,46 (кГс/см<sup>2</sup>)/мин.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{18,18}{0,825} = 22,04 \text{ кВт}$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P * t_{от}}{T} = \frac{22,04 * 2,25}{4,75} = 10,44 \text{ кВт}$$

Удельный расход электроэнергии будет равен

$$P_{уд} = \frac{\bar{P} * 24}{Q * \phi * H_H} = \frac{10,44 * 24}{30 * 0,9 * 1,2} = 7,73 \frac{\text{кВт} * \text{ч}}{\text{м}^3 * \text{км}}$$

Стоимость ЭЦНА5-45-1300 равна 136000 руб., ПЭД28-117МВ5 159600 руб. Станция управления «Электон-04-250» имеет стоимость 89000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 384600 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 28300 рублей.

#### **4. Кратковременная - периодическая эксплуатация скважины УЭЦН.**

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{опт} \geq Q * 1,4^5 = 30 * 5,4 = 161,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен  $H_{\text{опт}}=1320$  м. Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

- $Q_{\text{опт}}=173$  м<sup>3</sup>/сут - подача насоса в оптимальном режиме,
- $H_{\text{опт}}=1200$  м - напор насоса в оптимальном режиме,
- $N_{\text{опт}}=39,3$  кВт - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,
- $\eta_{\text{опт}}=61\%$  - КПД насоса в оптимальном режиме.
- В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:
- $P_{\text{ном}}=42,7$  кВт - номинальная мощность электродвигателя,
- $\eta_{\text{ном}}=85,5\%$  - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 * P_{\text{ном}}}{2\pi * n * (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 * 32 * 10^3}{2\pi * 3000 * (1 - 0,03)} = 105 \text{ Н} * \text{м}$$

С учетом того, что при кратковременной - периодической эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен:  $2,05 \div 4,2$ .

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в  $1,4 \div 2,8$  раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать  $\phi \geq 0,99$ , т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине будет равна

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 * h * S * (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 * 1000 * 0,0078 * (1 - 0,99)}{30} = 15 \text{ мин}$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна

$$t_{\text{от}} = \frac{t_{\text{нк}} * \phi}{K - \phi} = \frac{15 * 0,99}{5,77 - 0,99} = 2,5 \text{ мин}$$

Период эксплуатации скважины составит

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{от}} = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ мин}$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{\text{от}}}{T} * 100 = \frac{2,5}{17,5} * 100 = 14,3 \%$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременно - периодический.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 * 60 * S} = \frac{173}{24 * 60 * 0,0078} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{мин}}$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 1,54 (кГс/см<sup>2</sup>)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ кВт}$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P * t_{от}}{T} = \frac{45,97 * 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ кВт}$$

Удельный расход электроэнергии будет равен

$$P_{уд} = \frac{\bar{P} * 24}{Q * \phi * H_H} = \frac{6,57 * 24}{30 * 0,99 * 1,2} = 4,42 \frac{\text{кВт} * \text{ч}}{\text{м}^3 * \text{км}}$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВт (40 кВт при  $\cos\phi=0,86$ ), которая имеет стоимость 127000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 376700 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей.

Кратковременная - периодическая эксплуатация скважин позволяет увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный расход электроэнергии и незначительное повышение стоимости оборудования.

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин проявляется синергетический эффект, т.к. положительный эффект, оказываемый совокупностью технических решений на повышение МРП и срока службы оборудования, а также на сокращение расхода электроэнергии, превосходит результат влияния на них каждого из технических решений в отдельности.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность среди рассмотренных способов механизированной эксплуатации скважин.

Применение метода кратковременной-периодической эксплуатации в скважинах, осложненных влиянием механических примесей, позволяет повысить МРП не используя дорогостоящие ЭЦН износостойкого исполнения.

Установка насосов большей производительности, которые имеют большую, по сравнению с насосами для средне- и малodeбитных скважин, высоту каналов рабочих органов (5-7 мм) позволит значительно снизить частоту отказов насоса по причине засорения рабочих органов механическими примесями.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Расчёт экономической эффективности методов борьбы с механическими примесями [31].

Для анализа выберем 2 метода борьбы с механическими примесями – крепление призабойной зоны пласта химическим и физико-химическим методом. В качестве химического метода возьмём закачку предполимерного уретана, т.к. у него наиболее высокие физические показатели эффективности, а в качестве физико-химического – закачку песчано-цементной смеси в пласт под давлением гидроразрыва.

Расчёт экономической эффективности производится исходя из стоимости проведения данных операций и увеличении дохода от добычи нефти за счёт увеличения межремонтного периода скважинного оборудования.

Работы производятся бригадой по капремонту, состоящей из трех человек – буровика 5-6 разряда, помощника буровика 4-го разряда, а также машиниста подъемного агрегата. Транспортировка рабочих жидкостей происходит с помощью спецтехники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Для расчётов примем гипотетическую скважину со следующими характеристиками:

- Среденесуточным дебитом  $Q_c=10$  т/сут,
- Межремонтным периодом 1 месяц,
- Коэффициентом эксплуатации  $K_3=0,9$ .

### **Затраты на проведение работ**

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью. Эти операции включают в себя расходы

на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе проведения работ, расходы на доп. ЗП работникам, занятым частично, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы, цеховые и транспортные расходы.

Расходы на основную заработную плату складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Расчеты по основной ЗП работникам приведены в таблице 6.

Таблица 9 – Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Ставка, руб	Трудо емкость, ч	Оплата по тарифу, руб	Премия, руб	Районный коэф., руб	Всего, руб
Ст. оператор	32	88	2816	1408	844,8	5068,8
Машинист	28	88	2464	1232	739,2	4435,2
Мл. оператор	25	88	2200	1100	660	3960
Сумма Зпл, руб	13464					

Расходы на дополнительную заработную плату рабочим, занятым частично, рассчитываются по формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{пл}} * 0,8 = 13464 * 0,8 = 1077,12 \text{ руб.} \quad (5)$$

Отчисления на социальные нужды находятся по формуле:

$$О = З_{\text{пл}} * \frac{28\%}{100\%} = 13464 * \frac{28}{100} = 4071,51 \text{ руб.} \quad (6)$$

Расходы на материалы при закачке уретанового предполимера в пласт выражаются следующей зависимостью:

$$P_M = m_{\text{п}} * Ц_{\text{п}} \quad (7)$$

Где  $m_{\text{м}}$  – масса необходимого количества расходного материала кг,

$Ц_{\text{м}}$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> данного материала.

Средняя стоимость уретанового предполимера – 230 р. за 1 кг. Для полного крепления необходимо приблизительно 250 кг материала, следовательно:

$$P_{\text{м}} = 250 * 230 = 57500 \text{ руб.}$$

Аналогично расчёт осуществляется для закладки цементно-песчаной смеси. Для закладки необходимо около 80 кг сухого цемента и 160 кг песка. Стоимость 1 кг сухого цемента примерно 5 руб., песка 2 руб. за 1 кг. Значит расходы на цементно-песчаную смесь равны:

$$P_m = 80 * 4 + 160 * 2 = 640 \text{ руб.}$$

Под цеховыми расходами  $P_{ц}$  принимают затраты на содержание зданий и сооружений, инвентаря и различным испытаниям, и работам.  $P_{ц} = 9600$  руб.

Транспортные расходы  $P_{тр}$  состоят из расходов на транспортировку смесей и промывочных жидкостей на скважину. Учитывают расстояние до скважины и стоимость одного километра. Т.к. до скважины порядка 1 км, то транспортные расходы будут складываться из стоимости одного километра на транспортировку рабочей жидкости и стоимости одного километра на транспортировку промывочной жидкости, которые составляют 364 руб. и 264 руб., соответственно. Таким образом:

$$P_{тр} = 364 + 264 = 628 \text{ руб.}$$

Общая стоимость проведения работ будет вычисляться по следующей формуле:

$$Z_{п} = Z_{пл} + Z_{доп} + P_m + P_{тр} + P_{ц} + O \quad (8)$$

Соответственно для уретанового предполимера:

$$Z_{п1} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 57500 + 9600 + 62 = 86340,63 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$Z_{п2} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 640 + 9600 + 628 = 29480,63 \text{ руб.}$$

### **Затраты на ремонт**

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем соотношением

$$Z_p = N_p * C_p = 12 * 35000 = 420000 \text{ руб.} \quad (9)$$

Где  $N_p$  – количество ремонтов в год,

$C_p$  – цена одного ремонта.



Закачка уретанового предполимера даёт увеличение межремонтного периода в 3 раза. Следовательно, количество ремонтов в год  $N_p$  снижается с 12 до 4.

Стоимость одного ремонта  $C_p$  приблизительно равна 35000 рублей. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим соотношением:

$$З_{p1} = N_p * C_p = 4 * 35000 = 140000 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны:

$$З_{p2} = N_p * C_p = 6 * 35000 = 210000 \text{ руб.}$$

### **Прибыль от продажи нефти**

Рассчитаем годовой дебит скважины  $Q_{\Gamma}$ :

$$Q_{\Gamma} = Q_c * 360 * K_{\varepsilon} = 10 * 360 * 0,9 = 3240 \text{ Т/Г} \quad (10)$$

Стоимость одной тонны нефти  $C$  равна 2500 рублей. Значит доход от продажи нефти за год  $D$  составляет:

$$D = C * Q_{\Gamma} * H_{\text{пр}} = 2500 * 3240 = 8100000 \text{ руб/год} \quad (11)$$

До проведения работ:

$$D_0 = D - З_p = 8100000 - 420000 = 7680000 \text{ руб/год} \quad (12)$$

После закачки уретанового предполимера:

$$D_1 = D - З_{p1} = 8100000 - 140000 = 7960000 \text{ руб/год} \quad (13)$$

После закачки цементно-песчаной смеси:

$$D_2 = D - З_{p2} = 8100000 - 210000 = 7890000 \text{ руб/год} \quad (14)$$

### **Налог на прибыль**

Налог на прибыль равен 20%.

До проведения работ:

$$H_{\text{пр0}} = \frac{D_0 * 20\%}{100\%} = \frac{7680000 * 20}{100} = 1536000 \text{ руб.} \quad (15)$$

Для уретанового предполимера:

$$H_{\text{пр1}} = \frac{D_1 * 20\%}{100\%} = \frac{7960000 * 20}{100} = 1592000 \text{ руб.} \quad (16)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$H_{\text{пр2}} = \frac{D_2 * 20\%}{100\%} = \frac{7890000 * 20}{100} = 1578000 \text{ руб.} \quad (17)$$

### **Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов**

Для уретанового предполимера:

$$\begin{aligned} \Delta\P_1 &= (D_1 - H_{\text{пр1}}) - (D_0 - H_{\text{пр0}}) - З_{\text{п1}} = \\ &= (7960000 - 1592000) - (7680000 - 1536000) - 86340,63 = \\ &= 137659,37 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (18)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$\begin{aligned} \Delta\P_2 &= (D_2 - H_{\text{пр2}}) - (D_0 - H_{\text{пр0}}) - З_{\text{п2}} = \\ &= (7890000 - 1578000) - (7680000 - 1536000) - 29480,63 = \\ &= 138519,37 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (19)$$

### **Индекс доходности**

Для уретанового предполимера:

$$ИД_1 = \frac{\Delta\P_1}{З_{\text{п1}}} = \frac{137659,37}{86340,63} = 1,6 \quad (20)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$ИД_2 = \frac{\Delta\P_2}{З_{\text{п2}}} = \frac{138519,37}{29480,63} = 4,7 \quad (21)$$

На основании проведённых расчётов можно сделать вывод, что применение цементно-песчаной смеси для крепления призабойной зоны пласта является более экономически эффективным решением, по сравнению с закачкой уретанового предполимера.

Не смотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ практически не отличается, индекс доходности цементно-песчаной смесью значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности оператора, а также повышения производительности труда и сохранения работоспособности в процессе деятельности, охраны окружающей среды, в ходе выполнения операции подачи ингибитора в скважину, с целью снижения негативного влияния механических примесей на эффективность добычи нефти.

Место работы оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе.

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 по природе их воздействия подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа сотрудниками нефтяных месторождений осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от

30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Администрация обязана предоставить средства защиты и обеспечить безопасные условия труда, а работники безукоризненно соблюдать правила безопасности, только в этом случае будет сохранено здоровье персонала, предотвращены чрезвычайные ситуации и возможно будет обеспечить сохранность окружающей среды.

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Задачей организационных мероприятий при компоновке рабочей зоны является достижение высокой производительности и благоприятных условия труда оператора.

Рабочая зона заправки ингибитора состоит из следующих элементов:

- Призабойная зона скважины.
- Эксплуатационная колонна.
- Поверхность колес ЭЦН.
- Насосно-компрессорные трубы, наземные коммуникации.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80, в котором учитывается

удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 19605-74 и ГОСТ Р ИСО 6385-2007 .

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## 5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ по подаче ингибитора в скважину возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 10 [32].

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при использовании химических методов.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Закачка концентрата химического реагента в ёмкость блока посредством насосного агрегата	Опорожнение ёмкостей	Закачка химического реагента в трубопровод	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [33].

2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [34].
3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производстве нного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [35].
4.Электричес кий ток			+	ГОСТ 12.4.124–83–ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования [36].
5. Работы с оборудование м под высоким давлением	+	+	+	ГОСТ Р 52630–2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [37].
6. Содержание вредных примесей в атмосфере		+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [38].

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

К вредным производственным факторам при проведении работ по защите оборудования от механических примесей:

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

ремонтные и строительно – монтажныеработы:

- без ветра: - 36 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С;



- от 5 до 8 м/с: - 31 °С;
- свыше 8 м/с: - 29 °С.

все остальные работы:

- без ветра: - 37 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С;
- от 5 до 10 м/с: - 35 °С;
- свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

Многие производственные процессы сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ.

Шум исследуется при наличии на рабочем месте источников шума, создаваемыми следующими объектами:

- установка подготовки нефти (УПН),
- буровые установки, специальные машины (передвижная паровая установка).

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности для производственных объектов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Предельно допустимые уровни звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предпр.	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	80
	107	95	87	82	78	75	73	71	69	

Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной для органов слуха такие как антифоны - заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

К опасным производственным факторам при подаче ингибиторов в скважины и оборудование относятся:

**Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования**

При проведении работ используется автомобильный транспорт – автоцистерна вакуумная, насос (АКН), в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм.

К методам обеспечения безопасности относятся:

- Проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062 – 81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов.

В качестве профилактических мер:

- Систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- Плановую и внеплановую проверку 54 пусковых и тормозных устройств;
- Проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003 – 91.

### **Электрический ток**

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

На месторождениях используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации

скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 - 1,5.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- Обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- Индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- Заземление.

Методы защиты от статического электричества следующие:

- Замена горючих средств менее горючими;
- Изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- Вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро– и взрывоопасные смеси паров и газов.

### **Работы с оборудованием под высоким давлением**

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со

схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- Осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата.
- Осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности.
- Убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов.
- Следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.
- Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудований в рабочем состоянии:
- Оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия.
- Оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана.
- Оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов.

Обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

### **5.3 Экологическая безопасность**

При проведении работ по приему и подаче ингибитора мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Исторически в качестве основы для ингибиторов использовались соли тяжелых металлов, такие как хроматы, фосфаты, полифосфаты, ортофосфаты.

Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

#### **5.3.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Исторически в качестве основы для ингибиторов использовались соли тяжелых металлов, такие как хроматы, фосфаты, полифосфаты, ортофосфаты.

Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- Полной герметизацией всего технологического оборудования;
- Контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- Защитой оборудования от коррозии;
- Оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- Откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;

- Испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

### **5.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения**

Существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми в составе ингибитора. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид-ион, нефтепродукты, метанол.

При обустройстве и эксплуатации месторождения будут образовываться стоки:

- Жидкие отходы бурения;
- Производственно-дождевые;
- Хозяйственно-бытовые.

В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки будут очищаться на специально построенных канализационных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваться в поглощающие скважины. В качестве поглощающих будут использоваться специально построенные для закачки стоков скважины.

### **5.3.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения**

Негативное воздействие на земли при разработке месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях.

На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова.

На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- Изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;
- Подтоплении земель в результате нарушения режима поверхностного стока;
- Загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления. В целях охраны и рационального использования земель при освоении казанского месторождения предусматривается:
- Строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, лэп и автодорог в едином коридоре коммуникаций;
- Использование в технологическом процессе объектов, расположенных за пределами лицензионного участка и



обслуживающих одновременно два и более промысла (установки подготовки нефти и газа, вертолетные площадки, вахтовые поселки и т.д.);

- Снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;
- Строительство водопропускных сооружений;
- Создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ).

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

1. Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.
2. Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск ингибитора в связи с нарушением герметичности соединений на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;

- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Причинами пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов и легковоспламеняющихся веществ, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Пожарный инвентарь:

- Монопомпы;
- Огнетушители;
- Пеногенератор ( гпс – 200, гпс – 600);
- Рукава с гайками и без гаек;
- Запас воды;
- Пожарные щиты;
- Ящики с песком;
- Кошма, вёдра, лопаты.

Также следует соблюдать правила хранения взрывоопасных веществ.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;

- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно – восстановительным работам.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные методы борьбы с влиянием механических примесей на процесс добычи нефти на месторождениях Западной Сибири.

Активная борьба с разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка при разработке месторождений привлекает все большее внимание в отрасли. Существенные колебания цен на нефть и газ, увеличение себестоимости добычи на фоне уменьшения числа открытий новых крупных месторождений придают все больший смысл разработке оставшихся трудноизвлекаемых запасов старых месторождений и явно увеличивают их потенциальную ценность. Нефтегазовые компании, старающиеся избежать рисков и высоких затрат, связанных с приращением запасов путем технологически сложной и дорогостоящей разработки труднодоступных объектов, считают восстановление продуктивности имеющихся активов особенно привлекательным. Как следствие, компании, ранее в большинстве старавшиеся избавиться от объектов, находящихся на поздней стадии разработки, вместо консолидации сил на их восстановление, сегодня могут стать основным источником прироста запасов значительные объемы углеводородов, находящихся в коллекторах, склонных к пескопроявлениям.

Технологии нефтегазодобычи находятся в состоянии постоянного развития и совершенствования. Добыча углеводородов в условиях активизации осложнений как одна из наиболее значимых сегодня задач требует комплексного подхода – научного, методологического и технологического.

Указанные принципы лежат в основе системного подхода, который, несомненно, является весьма перспективным направлением борьбы с выносом механических примесей, позволяющим установить контролирующие факторы пескопроявлений и найти методы управления ими.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками. 2015. – 134 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Пирвердян А.М. , Чубанов О.В. и др. Методическое руководство по эксплуатации скважин при интенсивном пескопроявлении и откачке неньютоновских жидкостей. - Уфа : 1977.182 с.
3. Кудрявцев И.А..Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей : На примере Самотлорского месторождения : дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17. - Тюмень, 2004. - 121 с
4. Эфендиев, И. Ю. Методы борьбы с пескопроявлением / И. Ю. Эфендиев, А. Р. Везиров, И. И. Маслов, О. Г. Бутко, Б. А. Скуин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. — 1985. — № 4. — С. 19– 21.
5. Наговицын, Э. А. Оборудование для снижения влияния механических примесей при добыче нефти механизированным способом / Э. А. Наговицын // Инженерная практика. - 2010. - № 2.
6. Топольников, А. С. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей / А. С. Топольников, К. В. Литвиненко // Инженерная практика.— 2010. — № 2.
7. Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями» - Инженерная практика, № 2, 2010, с.6-13.
8. Хайбуллин, Р. М. Защита установок электроцентробежных насосов от механических примесей / Р. М. Хайбуллин //
9. Островский В.Г., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Исаев Э.Г. Погружной сепаратор механических примесей, Патент России № 2526068, 2014, бюл. № 23.

10. Шакуров А.Р. «Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивавши скважин. Скважинные фильтры PPS, РМС, РРК», Инженерная практика №2, 2010г. с.116-119
11. Соколов В.И. Центрифугирование. - М.: Химия, 1976. - 408 с.
12. Проблемы и методы обеспечения надёжности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. / V111 Конгресс нефтегазопромышленников России. - Уфа, 26 мая 2009 г. - С.139 – 144.
13. Уразаков, К. Р. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К. Р. Уразаков, Н. Л. Багаутдинов, З. М. Атнабаев, Ю. В. Алексеев, В. А. Рагулин. - М: ВНИИОЭНГ, 1997. - С. 56.
14. Емельянов, Д. В. Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / Д. В. Емельянов // Инженерная практика. - 2010. - № 2.
15. Камалетдинов, Р. С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Р. С. Камалетдинов, А. Б. Лазарев // Инженерная практика. - 2010. - № 2.
16. Мутель, М. Н. Применение скважинных фильтров и методы борьбы с механическими примесями / М. Н. Мутель, В. А. Чигряй // Нефтегазовая вертикаль. - 2009. - № 12.
17. Казаков, Д. П. Внедрение щелевых фильтров в составе УЭЦН на Вынгапуровском месторождении / Д. П. Казаков // Пробл. геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сб. статей аспирантов и молодых специалистов. - Уфа, 2007. - Вып. 4. - С. 108 – 114.
18. Сесил Л.Б., Вильсон Д.Х., Бэрт Д.Л. Применение гравийных набивок и фильтров. – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1979, № 7, с.45-52.
19. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малопримесистых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва

20. Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2 - 4 апреля 2008 года.

21. Ивановский В.Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добычных возможностей с помощью частотных преобразователей. Доклад на XII Всероссийской технической конференции «Производство и эксплуатация УЭЦН». Альметьевск, 2004.

22. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г., стр. 56 – 59

23. Доклад научной конференции НИИ ТПУ. Определение эффективности периодической эксплуатации малodeбитного фонда скважин на примере шингинского месторождения М. Е. Сундетов Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

24. Афанасьев, А. В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

25. Казаков, Д. П. Применение полимерной добавки SandWedge при проведении ГРП / Д. П. Казаков // Пробл. геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сб. статей аспирантов и молодых специалистов. - Уфа, 2006. - Вып. 3. - С.127 – 132.

26. Нескин В. А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах :дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11. - М., 2016. - 129 с.

27. Каушанский Д.А. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Научная статья/ Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., 2013. – 8.



28. Химическое связывание слабосцементированной породы SECURE 2020. Технология Champion Technologies, презентация, 2011 г.
29. Шахназаров А.А. Крепление призабойной зоны скважины. – М. Гостоптехиздат, 1959, 84 с.
30. Лаврентьев А.В., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка физической модели песчаника для оптимального выбора технологий крепления призабойной зоны пласта и управления пескопроявлениями. Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2014. – № 10/2014. – С. 70-72.
31. Боярко Г.Ю. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк и др. – Томск: НИ ТПУ, 2017. – 42 с.
32. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
33. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
34. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
36. ГОСТ 12.4.124–83–ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
37. ГОСТ Р 52630–2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
38. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
39. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

## Приложение А

### SOCIAL RESPONSIBILITY

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Жиров Георгий Максимович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Матвеев И.А.	д.филол.н., доцент		

## **CHAPTER 5.SOCIAL ACCOUNTABILITY**

Social accountability-liability to people and the promises made to them, when the organization takes into account the interests of the team and society, blaming itself on the impact of their activities on customers, suppliers, employees, shareholders.

The purpose of this section is to review optimal standards to ensure the occupational safety of the operator, as well as to increase worker productivity and maintain working capacity in the process activity, environmental safety, during the operation of inhibitor injection, in order to reduce the negative impact of mechanical impurities on recovery efficiency.

The operator's place of work is located at the multiple-well platform in the open air under all weather conditions and at any time of the year. Due to the continuous of oil-producing, they work on night shifts, on weekends and holidays. Their place of work is characterized by a rather high level of danger, in addition, there is a high probability of various extreme situations that pose a threat to the health of the employee. For this reason, measures to improve working condition are mandatory for the process of production.

According to GOST 12.0.003–2015, all dangerous and harmful production factors are subdivided by the nature of their impact on physical, chemical, biological and psychophysiological.

### **5.1 Legal and organizational security issues**

#### **Special legal norms of labor legislation**

According to the labor code of the Russian Federation drawn up on December 30, 2001 and article number 197 of the Federal act, persons working on a rotational work basis in areas of the Far North or equated localities have appropriate

compensation and guarantees. For individuals who work on a rotational work basis, for each calendar day of stay at the place of work during the shift period, as well as for the actual days on the way from the employer's location (meeting point) to the place of work and back, a daily allowance is paid in exchange for the rotational work basis. The size and procedure for paying allowances for the rotational work basis for employers is established by a collective wage agreement, internal policies and procedures adopted taking into account the opinion of the elected body of the primary trade union organization, and an employment agreement.

For employees who travel to the areas of the Far North and equated localities from other areas to rotational work basis, the accumulated period of work includes days of shift in the areas of the Far North and equated localities as well as the actual days of travel envisaged by the schedules work on a hitch.

For each day on the way from the employer's location (meeting point) to the place of work and vice versa, which are provided for by the hitch work schedule, as well as for days of delay on the way due to meteorological conditions or the fault of transport organizations, the employee is supposed to pay the daily tariff rate, as well as part of the salary per day of work.

Operator shifts are divided into two, 12 hours each, since constant monitoring of the condition of the wells is necessary. Women, adolescents and persons who do not have appropriate approvals are not allowed to work. Before starting work, the employee must be equipped with fatigue cloths in the amount of two sets.

Employees are entitled to preferential payments and compensation in the event that they receive physical damage, as work in the oil and gas fields is harmful and hazardous to health. This may be an increase in costs of labour, preferential pension contributions, additional paid leave provided every year.

The administration is obliged to provide means of protection and ensure safe working conditions, and workers must adhere to safety rules impeccably, only in this case the health of staff will be saved, emergency situations will be prevented and it will be possible to ensure the environmental integrity.

## **Arrangements for the layout of the working area**

The task of organizational measures in the layout plan of the working area is to achieve high productivity and favorable working conditions for the operator.

The inhibitor injection working area consists of the following elements:

1. Bottom-hole zone.
2. Production string.
3. Wheel surface of electric-centrifugal pump.
4. Oil well tubing, aboveground pipeline.

The production operator daily contacts with oil and gas equipment, which must meet the requirements of reliability and safety. The design of the equipment must contain protective equipment, and ensure the convenient fulfillment of the operator's labor duties in order to ensure the elimination or reduction of hazardous and harmful factors to appropriate values. The work area must comply with the requirements of GOST 12.2.049-80, which takes into account the convenient performance of work in a sitting or standing position or in both positions.

The workspace should be designed in accordance with GOST 19605-74 and GOST R ISO 6385-2007.

The layout of the working area should be designed for convenient fulfillment of the operator's labor duties. Since the operator's main working area is a multiple well platform, the location of objects on it must comply with the approved circuit diagram, developed taking into account the specifics of production conditions and the convenience of working with equipment included in it.

## **5.2 Production safety**

Harmful and dangerous factors that may occur when performing work on the supply of the inhibitor injection, are presented in table 14.

Table 10 - The main elements of the production process that form dangerous and harmful factors when using chemical methods [1]

Factors	Work stages			Regulations
	Injection of a chemical reagent concentrate into the tank capacity by means of a pump unit	Emptying tanks	Chemical reagent injection into the pipeline	
1. Departure of microclimate indicators	+	+	+	SanPiN 2.2.4.548–96. Hygienic requirements for the microclimate of industrial premises [2] .
2. Excessive noise	+	+	+	GOST 12.1.003-2014 SSBT. Noise. General safety requirements [3] .
3. Moving machinery; moving parts of production facility	+	+	+	GOST 12.2.062–81 Occupational safety standards system (SSBT). Industrial equipment. Protective fences [4] .
4. Electric current			+	GOST 12.4.124–83 – SSBT. Protective equipment against static electricity. General technical requirements [5] .
5. Work with high pressure facility	+	+	+	GOST R 52630–2012 Welded steel vessels and apparatus. General specifications [6].
6. The content of harmful impurities in the atmosphere		+	+	GN 2.2.5.3532–18. Maximum allowable concentration (MPC) of harmful substances in the air of the working area [7].

### 5.2.1. Analysis of harmful production factors and the rationale for measures to eliminate them

Harmful production factors during inhibitor injection work:

#### - Departure of outdoor climate

In order to prevent accidents associated with work in the open air and in unheated enclosed spaces in the cold season, temperature limits must be set at which the following work in the open air cannot be performed:

1) repair and construction - installation works :

without wind: - 36 ° C ; at wind speeds up to 5 m / s: -33 ° C; from 5 to 8 m / s: - 31 ° C; over 8 m / s: - 29 ° C.

2) all other work:

without wind: - 37 ° C ; at wind speeds up to 5 m / s: - 36 ° C; from 5 to 10 m / s: - 35 ° C; over 10 m / s: - 33 ° C.

When working in unheated enclosed spaces, work ceases at a temperature of - 37 ° C or lower.

At an ambient temperature of 11 ° C and below, persons working in the open air and in unheated enclosed spaces are provided with breaks for heating in designated areas.

#### **- Increased noise in the workplace**

Many production processes are accompanied by a significant level of noise or vibration, which are the cause of the negative effect not only on the hearing organs, but also on the human nervous system. The permissible noise level in machine shops should not exceed 80dB.

Noise is investigated in the presence of noise sources at the workplace created by the following objects:

- oil treatment unit (OTU),
- well rig, special machines (portable steam truck).

The maximum permissible sound levels and equivalent sound levels at workplaces for work activities of different categories of severity and tension for production facilities are given in table 12. [5]

Table 11 – Maximum allowable sound levels

Type of work, workplace	Sound pressure levels, dB, in octave bands with geometric mean frequencies, Hz										Sound levels and equivalent sound levels (indBA )
	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Performing all types of work at	5	3	5	0	0	0	0	0	0	0	80

permanent jobs in production premises and on the territory of the venture.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	
--	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

A measure to eliminate these harmful factors is the use of personal protective equipment for hearing organs such as antiphons - plugs (noise reduction) during technological processes, ear plugs, electronic and active headphones.

Wearing the plugs must be periodic: for a period of 30-40 minutes, followed by a break during the same time.

### **5.2.2 Analysis of hazardous production factors and the rationale for measures to eliminate them**

Hazardous production factors during inhibitor injection work:

#### **- Moving machinery; moving parts of production facility**

During the work, automobile transport is used - a vacuum tank truck, a pumpset, in connection with which it is necessary to take measures to eliminate possible mechanical injuries.

Safety methodology include:

- checking the presence of protective covers on moving and rotating parts of machines and mechanisms;
- scheduled and unscheduled inspection of starting and braking devices;
- checking the condition of the equipment and timely elimination of defects.

To protect against these dangerous factors, collective protective equipment is used - devices that prevent a person from appearing in a dangerous zone. According



to GOST 12.2.062 - 81 [9], fences are made in the form of various grids, gratings, screens and casings.

#### **- Electric current**

The electrical facilities must have intact explosion protection, undergo maintenance and current repairs according to the maintenance schedule with an entry in the “Explosion-proof Equipment Inspection Log”, which is stored by the workshop masters. The journal indicates the types of work performed, with signatures. Works carried out at cluster sites should be carried out with an intrinsically safe tool.

The fields use a lighting and power network with a voltage of 220 V, which is a source of lighting for household, warehouse, office and field facilities for the development and operation of wells. A power network of ~ 380 V is used to drive electric motors in auxiliary workshops (workshops, mud room, etc.), as well as at oil production facilities (well pad) for ESP drives and well repair teams. Conductors for the lighting network are current -insulating conductors of the type of PVC insulation of the required cross section - 4 - 1.5.

The following means of protecting people are used in the field:

- ensuring the inaccessibility of live parts (housings, cameras);
- personal protective equipment (rubber gloves, dielectric mats);
- grounding.

The methods of protection against static electricity are as follows:

- replacement of combustibles with less combustible ;
- change in the ability of combustible substances to electrification (antistatic additives);
- removal of objects hazardous in the generation of static electricity, outside the production premises, in which a fire can occur about - and explosive mixtures of vapors and gases [9].

#### **- Work with high pressure equipment**

Persons under 18 years old, trained in educational institutions, certified by a commission with the participation of the inspector of the Technological and Nuclear

Oversight of Russia and having certificates for the right to service vessels with the name title, operating parameters of the working environment of the vessels to which they are allowed to service, are allowed to service vessels operating under pressure.

Servicers should study the manual for the operation of vessels, which is written by the manufacturer, and also sign the relevant documents, which confirm their awareness. The same should be done with the schemes for switching on vessels with an indication of the pressure source, parameters of the working environment of the valves, instrumentation, automatic control devices, safety and blocking devices.

Servicers are periodically obliged during the shift:

- Inspect the vessels attached to them, pay attention to the condition of the welded rivet joints, shutoff and shutoff - adjustable fittings, condensate drain valves.
- Inspect the instrumentation, safety devices and liquid level indications; make sure that they are working.
- Ensure that there is no air passage in the connections of the vessel elements and pipelines.
- Monitor the pressure in the vessel; noting the danger that threatens the workers, it is necessary to take measures to eliminate it immediately.

The procedure for checking the serviceability of serviced vessels and related equipment in working condition:

- The operator must check the safety valves by force opening.
- The operator must check the pressure gauges by setting the needle to zero using a three-way valve.
- The operator is obliged to check the serviceability of the vessels during the shift by external inspection, the serviceability of valves, pressure gauges and safety valves.

- The operator should record all these operations in a shift log.

## **5.3 Environmental safety**

When conducting work on the inhibitor injection, we can observe the harmful effects on the lithosphere, hydrosphere and atmosphere. Historically, heavy metal salts such as chromates, phosphates, polyphosphates, orthophosphates have been used as the basis for inhibitors.

In order to minimize the negative impact, it is necessary to comply with all established rules for this type of work.

### **5.3.1 Sources of air pollution and air protection measures**

As experience shows, the main sources of air pollution are the equipment of the main technological process. In fields with comparable reserves, harmful emissions from oil field create increased concentrations of pollutants at and near the field territory.

Minimizing the negative impact on atmosphere air is achieved:

- Complete sealing of all technological equipment;
- Inspection of welds of pipelines;
- Protection of equipment from corrosion;
- Equipping safety valves of all equipment in which a pressure exceeding the calculated one can occur;
- Pumping oil and refined products in an emergency into drainage tanks;
- Testing equipment and pipelines for strength and tightness after installation;

In order to prevent dangerous overpressure in technological devices and pipelines, they should be equipped with automatic control systems for valves and gate

valves, which ensure the shutdown of individual installations and sections of pipelines in emergency situations.

### **5.3.2 Sources of surface water pollution and protection of water bodies from pollution**

A significant factor in the impact on water bodies can be water pollution with toxicant used in the inhibitor. The most likely pollutants during field development are suspended solids, drilling fluid components, chloride – ion, oil products, and methanol.

During the development and operation of the field, the following sewage will be formed:

- liquid drilling waste ;
- production and rain;
- household.

In order to ensure environmental safety and prevent environmental pollution, sewage will be treated at specially constructed sewage treatment facilities to specified standard, and pumped into blind hole. Blind hole is a specially constructed wells that will be used for injection of sewage.

### **5.3.3 Sources of contamination of soil and measures for the prevention of pollution**

The negative impact on the land during the development of the field is manifested in a mechanical disturbance of the soil during the construction of facilities and chemical pollution of the land during accidents.

On lands that are in short-term use, there is a reduction of tree plantation (transformation of plant complex), soil disturbance.

On the lands of long-term use, the destruction of plant complex and soil continuum occurs. Their remediation is possible only after the liquidation of facilities.

Impact on land during the development of oil and gas condensate fields occurs as a result of:

- Land withdrawal from the existing land-use pattern when placing facilities ;
- Underflooding of lands as a result of abnormality of the land drainage;
- Soil pollution with process fluids and industrial and consumer waste.

In order to protect and rational use of land in the development of the Kazan field provides:

- Well site construction in groups ("plug") on common technological sites and the laying of pipelines, power lines and roads in a single communications corridor;
- Use in the technological process of facilities located outside the licensed area and serving two or more fields simultaneously (oil and gas treatment plants, helipads, shift camps, etc.);
- Removal of the fertile soil layer before the construction of facilities on the allocated plots and its use recultivation of lands at the end of construction;
- Construction of culverts;
- Creation of an impermeable berm around technological sites that pose a particular danger to the environment (cluster sites, sludge pits, fuels-lubes storage).

#### **5.4 Safety in extreme situations**

Various emergencies can occur at the field:

- a) Natural character: floods, forest and peat fires, hurricanes, blizzards and snow drifts.
- b) Technogenic in nature: interruption of power supply, fire at the facility, violation of the tightness of apparatus and pipelines, passage of oil seals of pumps,

valves, which leads to gas contamination, leakage of oil products, the possibility of poisoning by combustion products, fire, explosion.

The most common emergency during this type of work is the leakage of the inhibitor, which occurs due to a violation of the tightness of the meeting at the wellhead.

Possible causes of the accident:

- Mechanical damage;
- Corrosion, functional obsolescence, thinning of the walls of equipment, pipelines;
- Defective weld;
- Defect in workmanship;
- Emergence in the design of equipment, pipelines, fittings stresses and pressures exceeding the calculated;
- Wear and leak tightness of sealing joints;
- Violation (burnout) of the insulation of the oil immersion cable.

The cause of a fire in the field is the burning of steam-air mixtures of hydrocarbons and flammable substances, and as a result the formation of a fireball, the time of which varies from several seconds to several minutes. A dangerous factor in a fireball is heat impulse.

Fire prevention in production is achieved by the correct design, operation and provision of fire extinguishing means.

Fire equipment:

- 1) Monopumps;
- 2) Fire extinguishers;
- 3) Fire-fighting foam generator;
- 4) Flexible pipe with nuts and without nuts;
- 5) The supply of water;
- 6) Fire shields;
- 7) Boxes with sand;

8) Fire blanket, buckets, shovels.

The storage rules for explosive substances must also be observed.

The actions of direct manpower to save people, eliminate emergency situations and accidents:

- Report the accident to the immediate director;
- Notify directors and specialists about the accident according to the alert list;
- Having assessed the situation, depending on the degree of danger, give an order to call the specialists required for liquidation;
- Identify the danger zone. Remove people not involved in the process and not involved in the liquidation of the accident from the danger zone. To set up posts, warning signs on the paths of the possible appearance of people and equipment. Provide first aid to victims;
- Take the equipment outside the territory of the well cluster or drown out;
- Cut off the emergency section, close the gate valves at the well and in the gas treatment plant, release pressure from the damaged section;
- Proceed with remedial measures.